RÉPUBLIQUE FRANÇAISE
Liberté
Égalité
Fraternité

ADEME
AGENCE DE LA TRANSITION ÉCOLOGIQUE

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

MODELISATION ET OPTIMISATION D'UN SYSTEME ELECTRIQUE AUTONOME ET 100 % RENOUVELABLE A L'HORIZON 2050

EXPERTISES

Etude pour Mayotte

RAPPORT FINAL

JUIN 2025

ARTELIA ORDECSYS ARMINES

REMERCIEMENTS

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

Stéphane BISCAGLIA (ADEME), Yvonnick DURAND (ADEME), Paul GILET (ADEME), Yann LE BIGOT (ADEME), Fabien PICGIRARD (ADEME), Sophie POUTHIER (ADEME), Emmanuel RUELLAND (ADEME), Thomas BERTOU (Mines Paris Tech), Samir EL-HADI (EDM), Sylvain JEANDEMANGE (EDM), Raphael RUAT (EDM), Thibault CALLE (SGAR / DEAL), Anli NOURDINE (département), Chloe MBUTOM (département)

CITATION DE CE RAPPORT

Stéphane BISCAGLIA, Yvonnick DURAND, ADEME, David CHOTARD, Erwan GALLI, Nagham DUHAINI, Ziqi LI, Benjamin ORÇONNEAU, Nacer OUMELLIL, Maxime AUZUECH, 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 Mayotte. 255 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, Erwan Galli, Ziqi Li, Nacer Oumellil
Ordecsys : 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 Energétique, Prospectives, Impacts et Territoires
Photo page de garde : Mayotte 2005 (© Thomas Durand)

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 ou 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 ENR 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 100% renouvelable local dans les territoires non interconnectés à l'horizon 2050.

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 météos 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.

On montre ainsi que :

- Les potentiels ENR disponibles sur le territoire de Mayotte peuvent, sous un certain nombre de conditions, permettre d'atteindre un niveau d'autonomie très élevé du système électrique dans des conditions économiques compétitives par rapport à la situation actuelle. Dans un contexte de développement important, cette conclusion est valable sous réserve que la demande énergétique reste limitée à environ 530 GWh de demande annuelle – ce qui implique une mise en œuvre très forte d'actions de maîtrise de la demande énergétique – et que l'ensemble des potentiels ENR locaux favorables et sous contraintes soient valorisés.
- L'objectif d'un taux d'autonomie électrique de 100% respectant le critère de défaillance de 3 heures est possible pour Mayotte pour le scénario de demande étudié. Dans un tel système électrique, la production d'ENR variable pèserait entre 43% et 45% du mix électrique selon l'année météo. L'atteinte de cet objectif se traduit par des investissements d'environ 800 millions d'euros sur la période 2020/2050. Ce scénario implique un déploiement significatif de capacités de production et de stockage dédié à la couverture des aléas météo les plus critiques, et se base sur l'hypothèse du déploiement significatif de la géothermie sur Petite-Terre. Les investissements décrits seraient alors compensés par la réduction des coûts d'imports de combustibles d'ici à 2050.
- L'étude démontre que l'optimum économique peut être atteint de manière similaire avec des mix énergétique variés, pour lesquels la réserve peut être assurée au choix par des groupes thermiques fonctionnant aux biocombustibles importés, ou par des capacités additionnelles de batteries. Ces installations joueraient alors le rôle de réserve stratégique permettant de pallier les situations météos les plus défavorables.
- Le poids important des filières météo dépendantes conduit à apporter une importance toute particulière aux ressources dispatchables disponibles, et en particulier la biomasse et la géothermie. La valeur, pour le système électrique, de la puissance garantie par ces moyens de production est importante, au-delà de la valeur du kWh produit.
- Tenir compte des enjeux réseau dans la localisation des installations de production et de stockage permet de réduire très fortement les besoins de renforcement des réseaux HTA/HTB, dont la complexité du déploiement présente une contrainte forte.

- 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, etc.

Ces résultats dépendent de nombreuses hypothèses prospectives, notamment sur les coûts, qui sont donc intrinsèquement dotées d'un certain niveau d'incertitude.

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 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

Table des matières

Résumé 4

Table des matières 6

Préambule 9

1. Contexte du projet 10

2. Apports et limites de l'étude 11

3. Méthodologie générale de l'étude 12

3.1. Grandes étapes 12

3.2. Données utilisées par les modèles 12

3.3. Synoptique général 14

4. Construction des jeux des données d'entrée : Données météo 15

5. Modélisation et projection de la demande électrique 16

5.1. Reconstitution de la courbe de charge et de sa composition sans véhicules électriques 16

5.2. Evolution de la demande 17

5.3. Reconstitution de la consommation des véhicules électriques 18

5.4. Evolution de la demande globale annuelle 20

6. Evaluation des potentiels ENR 22

6.1. Cadre général 22

6.2. Filière photovoltaïque 22

6.3. Filière éolienne 26

6.4. Filière hydroélectricité 30

6.5. Filière biomasse / déchets 30

6.6. Filière géothermique profonde 34

6.7. Filière éolien offshore 35

6.8. Filière houlomoteur 37

6.9. Autres énergies marines 38

6.10. Synthèse de l'offre technologique 40

7. Méthodes d'optimisation et de validation des systèmes électriques 48

7.1. Optimisation du système électrique de l'état actuel à 2050 – ETEM 48

7.2. Validation de l'équilibre offre-demande (EOD) du système électrique – Antares 56

7.3. Validation de la stabilité du système électrique – PowerFactory 59

8. Elaboration des scénarios prospectifs 64

8.1. Définition des jeux de données pour chaque scénario 64

8.2. Importations de ressources énergétiques 65

8.3. Stockage d'énergie 67
9. Résultats techniques des optimisations 73
9.1. Scénario 1 : 100% ENR Potentiels favorables 74
9.2. Scénario 2 : 100% ENR Potentiels élargis 76
9.3. Scénario 3 : Autonomie potentiels élargis 78
9.4. Scénario 4 : Autonomie Optimale 81
9.5. Synthèse des résultats techniques d'optimisation 84
9.6. Analyse des scénarios par filière de production 86
9.7. Analyse détaillée des systèmes électriques à 2050 90
9.8. Bilan des émissions de GES de la production d'électricité 92
9.9. Sensibilité des mix énergétiques obtenus à une variation de la demande 93
10. Validation du plan de production en 2050 96
10.1. Scénario 1 : 100% ENR Potentiels favorables 96
10.2. Scénario 2 : 100% ENR Potentiels élargis 98
10.3. Scénario 3 : Autonomie Potentiels élargis 101
10.4. Scénario 4 : Autonomie Optimale 104
11. Etudes statiques et dynamiques du bon fonctionnement des systèmes électriques 107
11.1. Choix des points de fonctionnement 107
11.2. Etudes statiques et détail des renforcements du réseau 109
11.3. Analyse de la stabilité du système électrique optimisé 113
12. Analyse économique 119
12.1. Définition et calcul des coûts 119
12.2. Résultats et analyse économique 121
12.3. Comparaison des scénarios 128
12.4. Synthèse 133
13. Conclusions 135
Références bibliographiques 137
Index des tableaux 140
Index des figures 141
Sigles et acronymes 147
ANNEXES 148
A1. Données météo 148
1.1 Introduction et rappel des objectifs 148
1.2 Positionnement méthodologique sur la base de données climatique 148
1.3 Sélection de la source de données météorologiques 150
1.4 Définition des zones d'extraction 152

1.5 Génération de l'archive de données ERA5 155
1.6 Traduction des données météo en facteur de charge 156
1.7 Références 157
1.8 Script de collecte et d'archivage des données météo 158
A2. Modèle électrotechnique et validation de la stabilité du système 159
2.1 Référentiel technique 159
2.2 Modélisation générale du réseau de transport 160
2.3 Modélisation des Générateurs statiques 171
2.4 Données des points de fonctionnement étudiés 172
2.5 Etudes statiques 188
2.6 Etudes dynamiques 204
A3. Etude des conditions d'obtention d'un ruban garanti à partir d'ENR météo-dépendantes 263
3.1 Principe d'évaluation du ruban garanti 263
3.2 Définition du mix énergétique optimal 264
3.3 Conclusion 269

Préambule

Le travail présenté ici met en jeu un grand nombre de données, d'hypothèses et de modèles mathématiques. Afin de rendre plus abordable la lecture de ce document nous avons pris le parti de le scinder en deux niveaux de détails. La partie principale, décrit les grands axes, méthodologiques, les hypothèses structurantes des scénarios prospectifs, les résultats des optimisations-simulations ainsi que leur analyse économique. Dans la partie annexe, le lecteur souhaitant approfondir sa vision du travail retrouvera le détail de l'ensemble des hypothèses, méthodes de calcul et résultats de simulation.

Les hypothèses et les résultats présentés dans cette étude n'engagent que la responsabilité de l'ADEME. Ces travaux n'ont pas vocation à être prescriptifs mais visent à éclairer les acteurs des implications techniques et économiques de différents scénarios contrastés de prospective énergétique.

1. Contexte du projet

A la suite de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) de 2015, fixant un objectif d'autonomie énergétique à 2030 pour les Zones Non Interconnectées (ZNI), l'ADEME a souhaité traiter de manière rigoureuse les problématiques liées au développement massif d'énergies variables et météo-dépendantes sur les ZNI. Ce travail a conduit à la publication de l'étude « Vers l'autonomie énergétique des ZNI à 2030 », publié en 2020 pour Mayotte.

Cette étude avait permis de conclure qu'un mix électrique 100% ENR local est possible à Mayotte :

- 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 effort important de maîtrise de la demande en énergie et d'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 énergétique 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 relatives 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 ;

L'objectif de la présente étude est donc de quantifier de façon prospective 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.

Ce rapport traite de l'île de Mayotte, les autres ZNI seront chacune traitée dans un rapport dédié.

2. Apports et limites de l'étude

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.

Faute de données et moyens suffisants, la modélisation du réseau de distribution n'a pu être effectuée. Il est important de souligner que ce point peut avoir un impact significatif sur les coûts de développement du parc ainsi que sur la stabilité et 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. A défaut d'une prise en compte quantitative robuste, une analyse spécifique, ex post, a été conduite de façon à disposer d'un premier niveau d'évaluation qualitative de ces impacts sur les conclusions de l'étude.

Dans le cadre des travaux publiés en 2020, 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 Mayotte, plusieurs éléments influeront de manière très importante sur l'évolution de la demande énergétique :

- La croissance forte de la population. L'analyse de la demande énergétique a ici été basée sur le scénario INSEE central de l'évolution à venir de la population.
- Des projets importants d'infrastructures sur le territoire (désalinisation, hôpitaux, campus, entres commerciaux…), Ces projets ont été recensés à partir de discussions ouvertes avec les membres du COPIL.
- Des efforts conséquents nécessaires de maîtrise de la demande en énergie, pour conserver une trajectoire énergétique cohérente avec les ressources locales.

Ce contexte induit une incertitude importante sur l'évolution future de la demande énergétique présentée dans cette étude.

3. Méthodologie générale de l'étude

3.1. Grandes étapes

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 environnementaux.

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

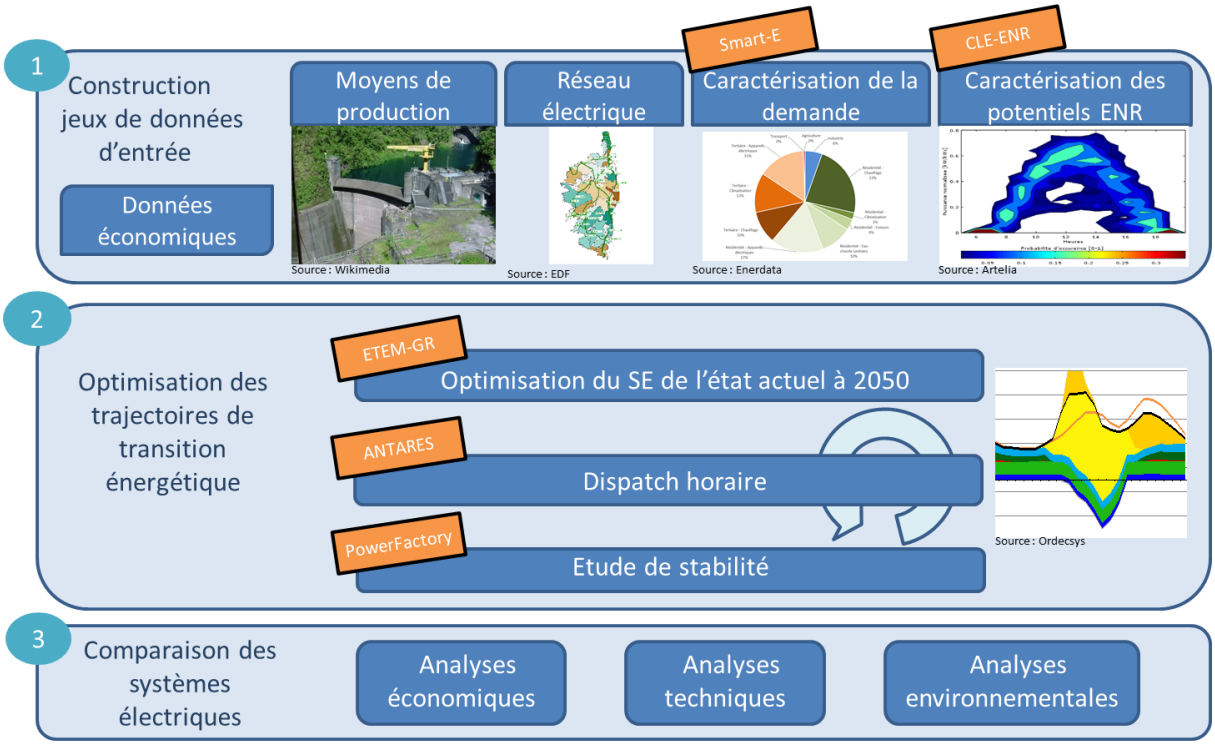


Figure 1 – Méthodologie générale de l'étude

3.2. Données utilisées par les modèles

L'étude d'un scénario fait appel à 3 outils dont les données d'entrée sont les suivantes :

- Optimisation de la trajectoire : ETEM
  - Model du système électrique : les postes sources, leurs capacités de transformation, les capacités de transit des lignes les interconnectant dans une approximation courant continu, et coûts associés à d'éventuels renforcement de ces équipements.
  - Production : Les capacités de production installées et potentielles, coûts associés, et profils horaires de disponibilité sur des journées types saisonnières construits à partir d'une analyse statistique sur 70 ans de chroniques horaires simulées.
  - Demande : Les profils horaires de demande sur les journées types construits à partir d'une analyse statistique sur 70 ans de chroniques horaires simulées, aléas, et part flexible.

- Validation de la tenue de l'Equilibre Offre Demande (EOD) - dispatch : ANTARES
  - Parc installé : Puissance, périodes de maintenance, fortuits.
  - Chroniques horaires de production pour les filières météo dépendantes et de demande sur un historique de 70 ans conservant les cohérences spatio-temporelles des composantes météo (ERA5).
  - Coûts.
- Validation du plan de tension et de la stabilité dynamique : Powerfactory
  - Données électrotechniques du système électrique.
  - Puissances injectées et soutirées sur chaque poste, choisies sur les points de fonctionnement les plus critiques obtenus par le dispatch.

3.3. Synoptique général

Le synoptique suivant présente l'organisation générale des taches réalisées dans le cadre de la présente étude ainsi que leurs liens. Ces taches sont présentées dans les chapitres suivants de façon synthétique et détaillées en annexe.

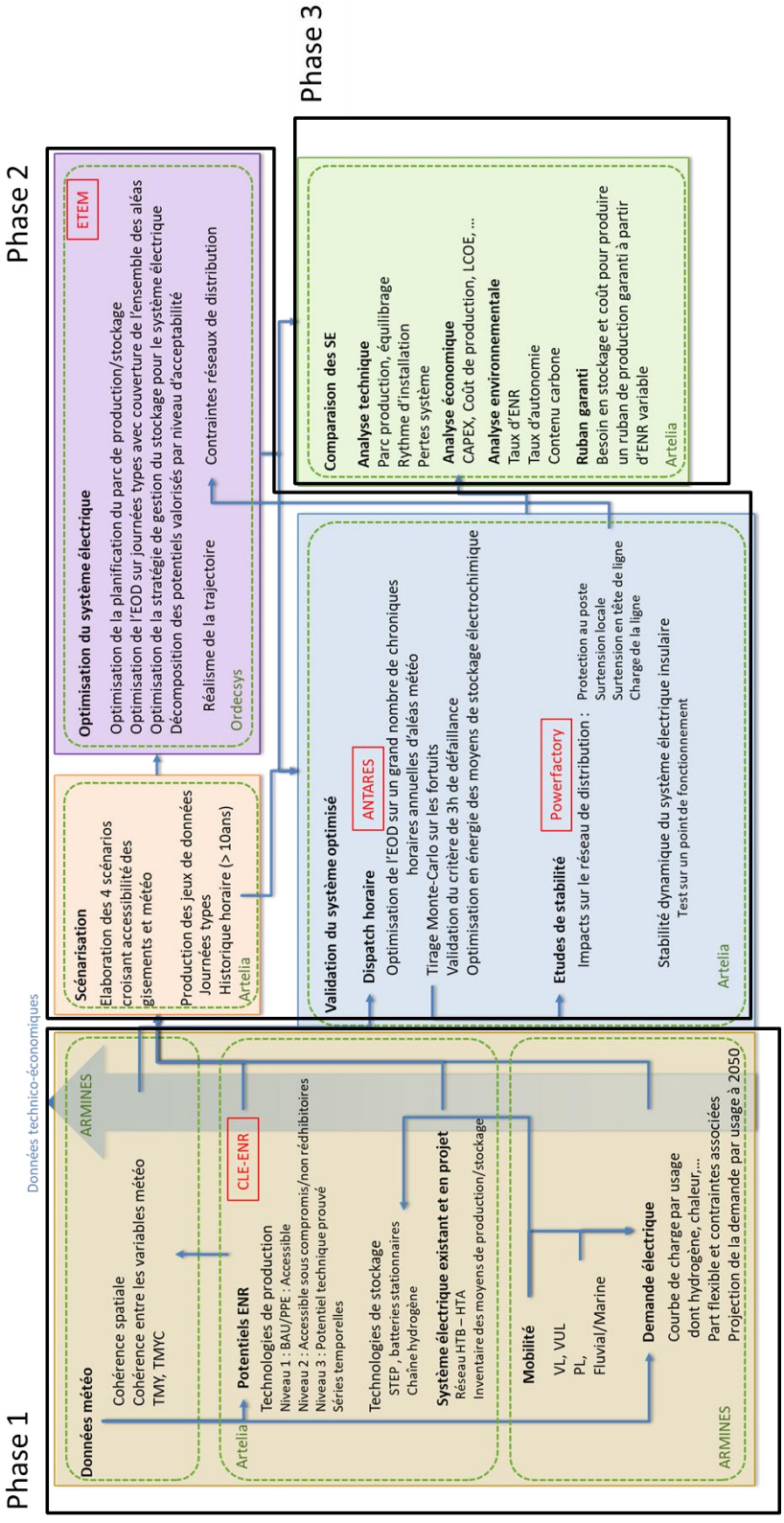


Figure 2 - Synoptique général de l'étude

4. Construction des jeux des données d'entrée : 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'évènements climatiques.
Cela nous a conduit à retenir les données publiques ERA5 produites par le service Copernicus C3S[1] (Copernicus Climate Change Service) permettant d'avoir accès à 70 ans de données météorologiques – 1950 à 2020 – avec une résolution de 1 heure pour une résolution spatiale de 0.25°[2].
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 pour tenir compte des spécificités météo locales de l'île :

- Photovoltaïque : satellites (CAMS RAD) et relief du territoire ;
- Eolien : Global Wind Atlas (Banque mondiale).

Cette descente d'échelle consiste à identifier les variabilités locales et à les réintroduire dans les données ERA5. La figure suivante illustre ce processus, réalisé pour chaque pas de temps.

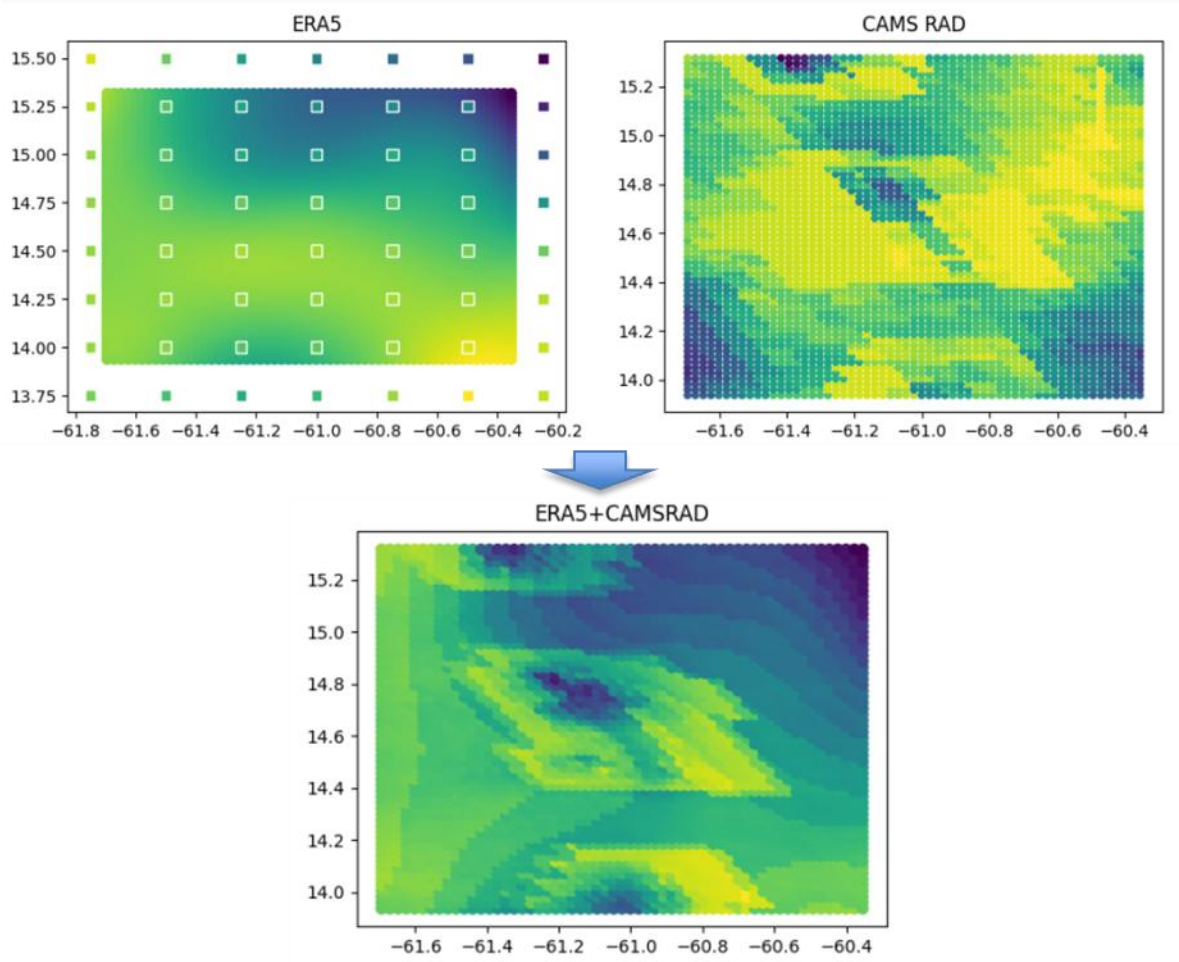


Figure 3 – Illustration de la spatialisation des données météo ERA5 au moyen des données satellites CAMS RAD

[1] Données accessibles à ce lien : cds.climate.copernicus.eu
[2] https://confluence.ecmwf.int/display/CKB/ERA5%3A+What+is+the+spatial+reference

5. Modélisation et projection de la demande électrique

L'évolution de la demande entre 2020 et 2050 est prise en compte dans le modèle. L'hypothèse retenue pour les profils de demande est que les quatre scénarios d'étude partagent le même scénario de la demande pour chaque année de projection.

5.1. Reconstitution de la courbe de charge et de sa composition sans véhicules électriques

La courbe de production annuelle au pas horaire disponible sur l'open data EDM de 2021, nous permet de reconstituer des profils de courbe de charge correspondant à différents jours-types. A un instant donné, le niveau d'activité (économique ou domestique) et le climat sont les principaux facteurs influençant le niveau de demande. Les courbes de charge ci-dessous permettent d'identifier les différences d'appels de puissance entre les saisons, entre les types de journées et entre les moments de la journée.

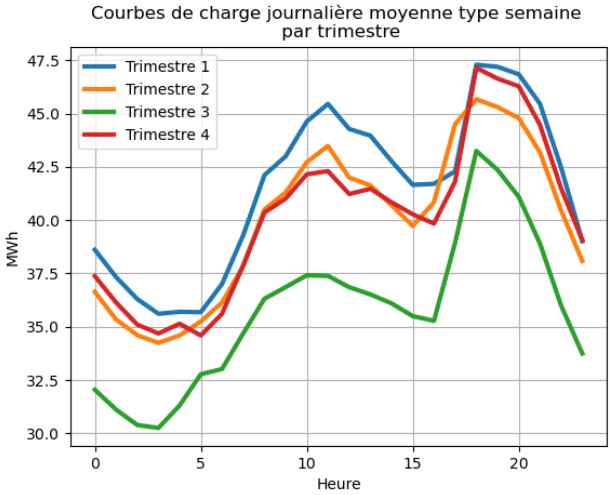


Figure 4 – Courbes de charge journalière selon le trimestre (jour de semaine) – 2021 (Source : traitement ARTELIA à partir de données EDM)

Afin de prendre en compte ces différents facteurs, nous considérons 8 jours-types pour caractériser les courbes de charge de la demande électrique permettant de distinguer la saison d'une part, le jour de la semaine d'autre part. L'année est ainsi divisée en quatre trimestres et pour chacun de ces trimestres nous considérons deux types de journée (jour de semaine et jour de week-end). Notons qu'en raison d'une faible saisonnalité, l'effet semaine/week-end est prépondérant (Figure 4).

Pour chacun des usages indiqués dans la partie consacrée à la reconstitution de la demande d'électricité, nous définissons des courbes de charge unitaire théoriques (dire d'experts) afin de reconstituer la courbe de charge globale. La somme des usages permet de reconstituer la demande totale d'électricité. La courbe noire représente la consommation réelle hors pertes des lignes de l'ordre 10% selon le bilan prévisionnel EDM. La reconstitution de demande par secteur est représentée selon les sept postes illustrés dans le graphique ci-dessous.

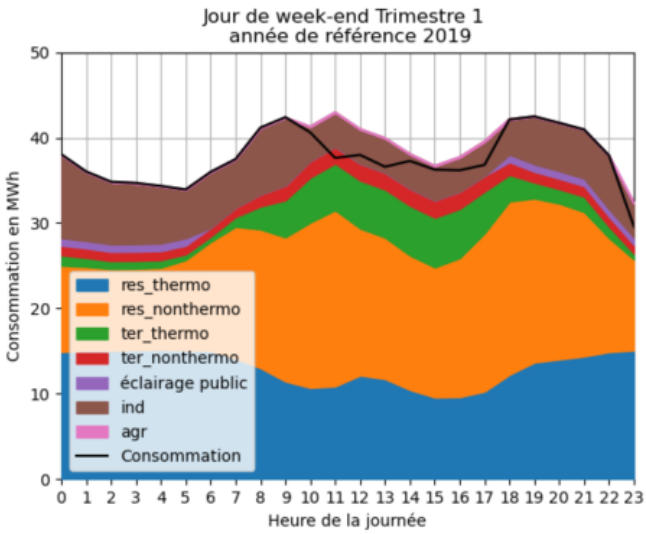


Figure 5 – Reconstitution par poste des courbes de charge journalière pour l'une des journées types considérées par le modèle

5.2. Evolution de la demande

Les trajectoires d'évolution de la demande d'électricité (hors véhicules électriques) s'appuient principalement sur l'évolution de la démographie de l'île. Dans le cadre de notre étude, nous avons pris en compte les projections démographiques de l'INSEE de 2020 qui prévoient une croissance de la population pour passer de 257 000 habitants en 2023 à 528 000 habitants en 2050.
D'autre part, une projection du Cadre Territorial de Compensation (CTC) a été introduite jusqu'en 2030, 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 jusqu'en 2030, appliqué en soustraction à la projection démographique.
Enfin, une projection des taux d'équipements et de leurs performances est utilisée 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.

L'île de Mayotte connaissant un développement spécifiquement important, certains postes de consommations énergétiques ont été ajoutés en addition à ce calcul, pour prendre en compte des demandes additionnelles spécifiques au territoire (dessalement, nouveaux hôpitaux…).

La période 2030 – 2050 est reconstituée par interpolation entre les demandes de 2030 et 2050.

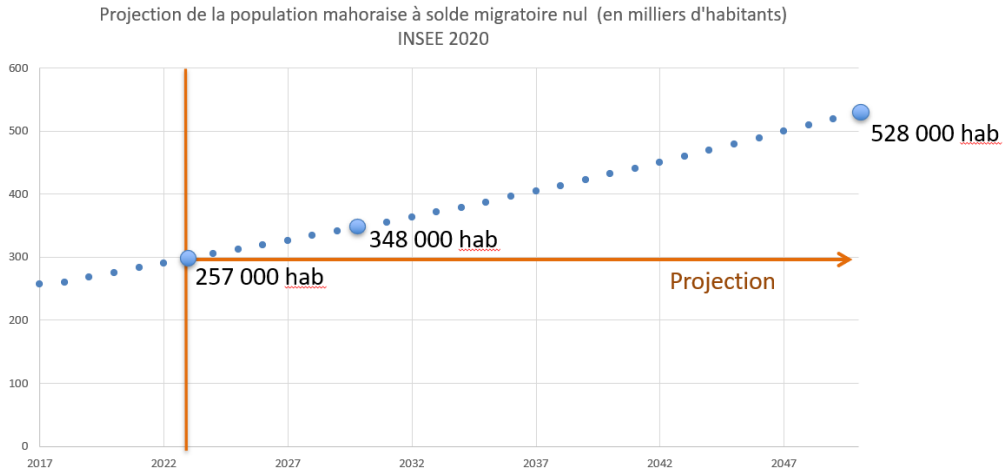


Figure 6 – Projection à 2050 de l'évolution de la population à Mayotte

Avec la prise en compte de cette évolution de la demande, nous obtenons la reconstitution de la demande sans la consommation des véhicules électriques pour les années de projection (2025, 2030, 2035, 2040, 2045 et 2050). Le graphe ci-dessous montre un exemple de profils types de charges horaires en semaine et week-end du quatrième trimestre de 2050 :

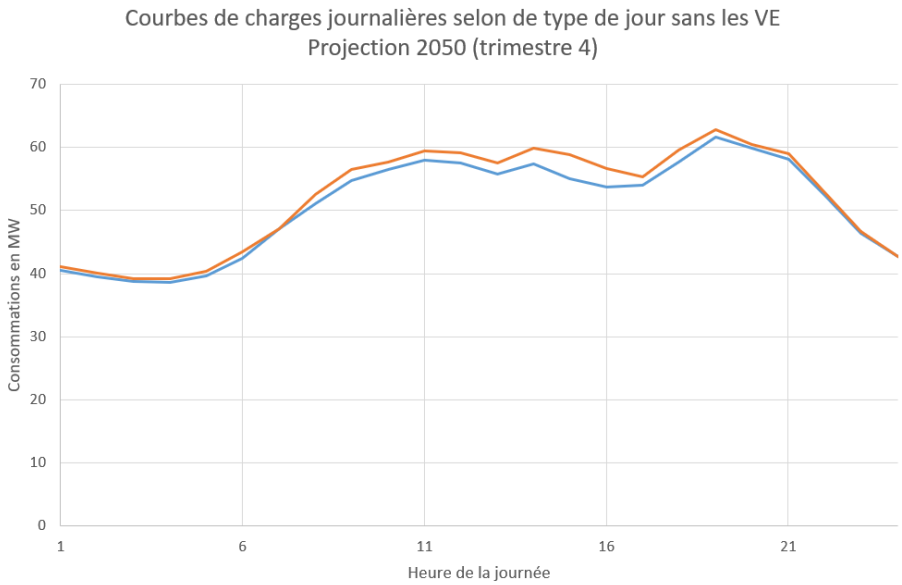


Figure 7 – Courbes de charge journalière selon le type de jour de semaine (orange) et week-end (bleu) (trimestre 4) – 2050
Source : EDM, traitement Artelia

5.3. Reconstitution de la consommation des véhicules électriques

La consommation de véhicules électriques est modélisée avec les facteurs suivants : l'évolution de la population (source : INSEE), 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 2040, en considérant pour Mayotte un retard de 5 ans sur la directive du Pacte Vert Européen adopté en 2022. A cet horizon, le parc est alors composé de **93% de véhicules électriques** pour les véhicules personnels (VP) et de 57% pour les véhicules utilitaires légers (VUL).

Le graphique suivant montre l'évolution retenue des véhicules électriques jusqu'à 2050 :

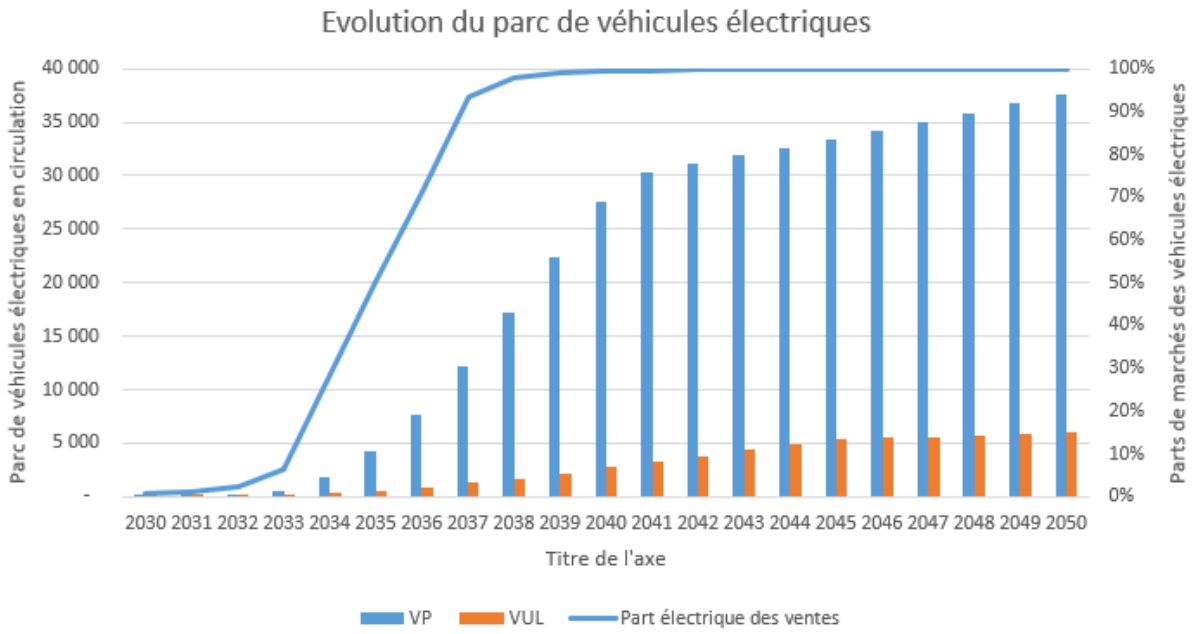


Figure 8 – Evolution des véhicules électriques dans tous les scénarios

Notons qu'en l'absence de données suffisante pour modéliser les usages des poids lourds, ces véhicules n'ont pas pu être intégrés.

Par ailleurs, dans tous les scénarios, conformément aux arbitrages du COPIL de l'étude, la part flexible varie de manière linéaire à partir de 2035 pour atteindre 50% en 2055.

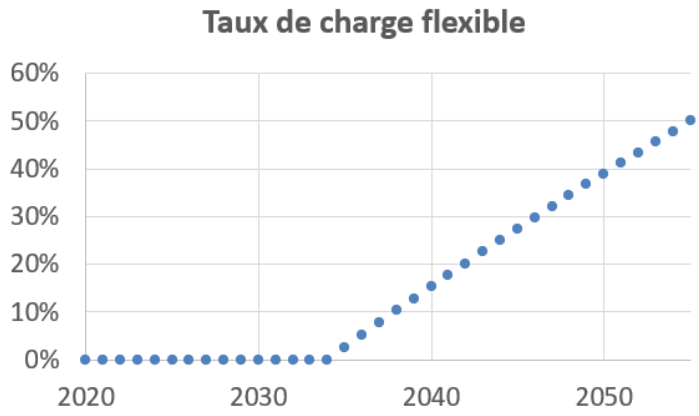


Figure 9 – Hypothèse d'évolution de la part flexible de la charge des véhicules électriques

Par ailleurs, dans tous les scénarios, conformément aux arbitrages du COPIL de l'étude, la part flexible varie de manière linéaire à partir de 2035 pour atteindre 50% en 2055.

La courbe de charge horaire de demande associée au véhicule électrique est calculée pour chaque journée type en fonction de la présence à domicile des différentes franges de population, en considérant que le déficit d'énergie associé au trajet réalisé par le véhicule électrique est comblé sur une durée lissée de 2h de charge à partir de son branchement.

Le graphique ci-après donne la reconstitution de la courbe de charges sur les journées types en semaine et week-end du premier trimestre 2050, en incluant la mobilité électrique. La demande hors véhicule électrique y est représentée en orange, tout usage confondu. La demande associée aux véhicules électriques est alors divisée en deux ensembles, apparaissant en gris et vert sur le graphique. La partie grise correspond à la part non flexible de la demande, tandis que la part en vert est considérée flexible,

c'est-à-dire que l'optimiseur est libre de modifier la répartition temporelle de cette portion de la demande, tant que l'énergie associée est bien fournie sur la plage de 24h considérée.

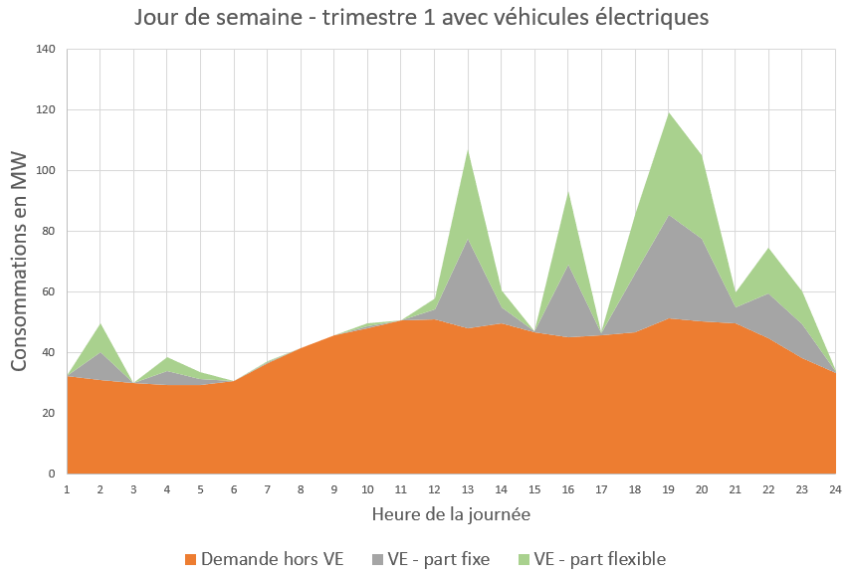


Figure 10 – Reconstitution des courbes de charge type incluant la mobilité électrique – jour type de semaine de trimestre 1 en 2050

5.4. Evolution de la demande globale annuelle

Le graphique suivant trace l'énergie annuelle demandée sur le réseau électrique (hors pertes sur le réseau) en fonction de l'année de projection, en distinguant la part associée aux véhicules électriques.

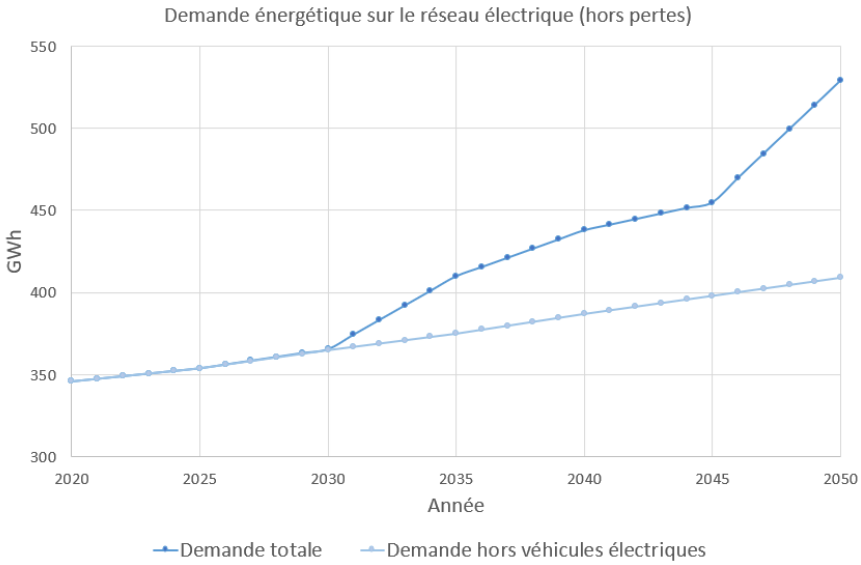


Figure 11 – Evolution de la demande annuelle globale en GWh/an

Le scénario de demande retenu correspond globalement à une mise en place d'actions appuyées en termes de Maîtrise de la Demande Energétique (MDE), permettant de limiter très fortement la hausse de la demande énergétique, poussée par la croissance de la population et le déploiement de nombreuses

infrastructures sur le territoire. Ce scénario représente alors un scénario optimiste de l'évolution de la demande énergétique sur le territoire, pris comme référence pour cette étude.

Les résultats de l'étude montrent que ce scénario correspond déjà au maximum que le territoire peut supporter vis-à-vis des contraintes de taux ENR ou d'autonomie énergétique. Un chapitre dédié dans les résultats d'optimisation permet d'explorer des solutions permettant de couvrir des éventuels besoins complémentaires au-delà de ce scénario référence (chapitre 9.9).

6. Evaluation des potentiels ENR

6.1. Cadre général

L'évaluation des potentiels de chaque filière de production renouvelable a fait l'objet d'une approche rigoureuse conduite pendant la première phase de l'étude et validée par l'ensemble des parties prenantes lors d'un 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 a été réalisée 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.

Les potentiels sont classés selon 3 niveaux :

- Niveau 1 : « Potentiel *favorable* »

Il s'agit des potentiels directement accessibles, techniquement validés et répondant à l'ensemble des contraintes en vigueur.

- Niveau 2 : « Potentiel sous compromis ».

Ces potentiels sont techniquement validés ou proche de l'être, mais nécessitent certains aménagements réglementaires ou compromis locaux non rédhibitoires pour les rendre accessibles.

- Niveau 3 – « Potentiel théorique »

Ce potentiel regroupe la totalité du potentiel techniquement prouvé ainsi que certains potentiels nécessitant confirmation.

Seuls les niveaux 1 et 2 sont mobilisés lors de l'optimisation du système électrique. Le niveau 3, sert uniquement à évaluer le potentiel global et tester la faisabilité de l'autonomie énergétique du territoire.

6.2. Filière photovoltaïque

6.2.1. Contexte

Cette filière constitue une ressource importante, dont le déploiement s'accélère.

Elle se caractérise par son caractère diffus dans l'espace et variable dans le temps. Elle entre en concurrence avec d'autres usages de l'espace comme le solaire thermique pour les installations en toiture et les autres usages des sols pour les autres installations.
Nous avons considéré pour la présente étude les grandes familles suivantes :

- Toiture résidentielle
- Moyenne toiture (collectif, tertiaire)
- Grande toiture
- Parking
- Sol – sur les terrains n'ayant pas d'autres usages ou enjeux environnementaux forts
- Plan d'eau
- Agrivoltaïsme.
- Flottant sur lagon

Les développements actuels de systèmes photovoltaïques sont souvent couplés à des systèmes de stockage. Nous ne traitons toutefois pas le stockage dans cette partie. Il sera traité globalement à l'échelle du poste source et non par installation (photovoltaïque ou autre).

6.2.2. Méthodologie de traitement et résultats

La méthodologie suivie pour élaborer les profils de production de la filière photovoltaïque est constituée des quatre étapes suivantes :

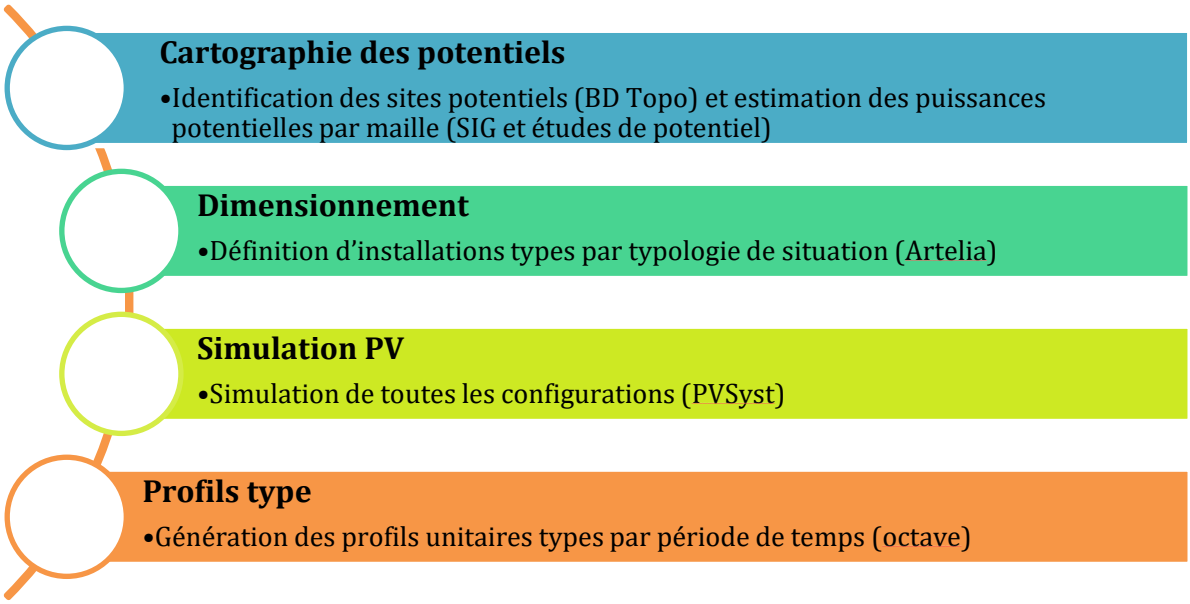


Figure 12 Méthodologie de caractérisation de la ressource photovoltaïque

L'application de cette méthodologie donne les potentiels [MW] suivants par poste source et par catégorie d'installation (tableau 1). Pour chaque catégorie d'installation, la première colonne présente les capacités existantes et les trois colonnes suivantes les capacités additionnelles associées aux trois niveaux de potentiel : favorable, sous compromis et théorique. Le niveau 3 de potentiel n'étant pas mobilisé, les capacités totales susceptibles d'être déployées sont obtenues en sommant les colonnes « existantes », « favorables » et « sous compromis ».
Les puissances existantes par poste source ont été reconstruites à partir du bilan des puissances raccordées au réseau électrique, publié par EDM, recoupées avec les éléments publiés par les acteurs de la filière photovoltaïque dans le but d'améliorer la localisation des principales installations.

	Capacités en toiture (MW)			**Capacités hors toiture (MW)**		
Poste source	Existant	Favorable	Sous comp.	Existant	Favorable	Sous comp.
MTsamboro	0.8	0.9	0.9	0.0	0.0	0.0
Bandraboua	0.0	0.7	0.7	0.7	0.0	0.0
Acoua	0.2	1.0	1.0	0.0	0.0	0.0
Dzoumonye	0.0	0.6	0.6	0.9	1.2	1.2
Bouyouni	0.0	0.1	0.1	0.6	0.0	0.0
Longoni	1.1	2.8	2.8	2.9	0.0	0.0
Koungou	1.6	1.8	1.8	3.2	0.0	0.0
MTsangamouji	0.7	1.7	1.7	0.2	0.1	0.1
Tsingoni	0.0	0.9	0.9	0.3	6.6	3.6
Kaweni	1.0	13.0	13.0	0.9	6.2	7.2
Mamoudzou	1.0	0.0	0.0	0.9	0.0	0.0
Dzaoudzi	1.0	1.5	1.5	0.9	1.7	2.5

Pamandzi	0.9	0.9	0.9	0.0	1.3	1.9
Chiconi	0.3	1.1	1.1	0.0	1.9	1.9
Sada	0.2	1.5	1.5	0.0	0.0	30.0
Kahani	0.0	0.2	0.2	0.0	0.1	0.1
Coconi	0.5	0.5	0.5	0.6	1.1	1.1
Ouangani	0.0	0.6	0.6	0.0	0.0	0.0
Tsararano	0.2	0.4	0.4	0.2	0.0	0.0
Dembeni	0.3	0.5	0.5	0.3	0.0	0.0
Passamainti	2.0	2.6	2.6	1.9	0.2	0.2
Boueni	1.0	1.2	1.2	0.0	0.0	0.0
Chirongui	0.4	1.4	1.4	0.0	0.0	0.0
Bandrele	0.0	0.7	0.7	0.0	0.0	0.0
KaniKeli	0.0	0.6	0.6	0.0	0.0	0.0
MTsamoudou	0.0	1.1	1.1	0.0	0.0	0.0
Total	13.1	38.2	38.2	14.5	20.6	50.0
Taux d'utilisation	15%			17%		

Tableau 1 – Potentiel photovoltaïque [MW]

Le graphique suivant synthétise les potentiels et installations existantes ainsi identifiés.

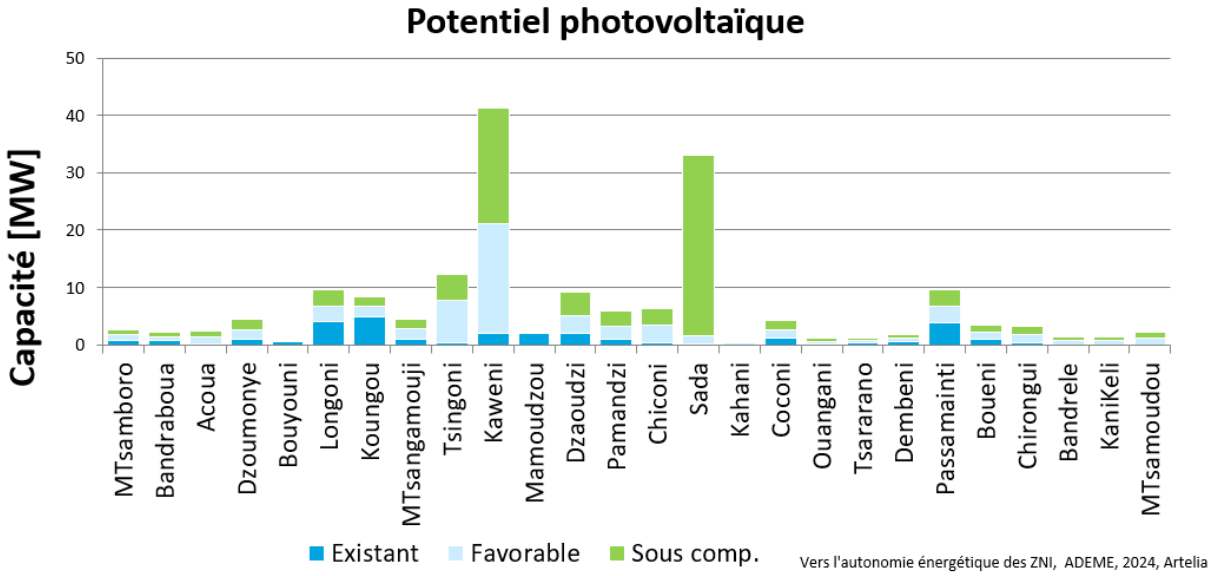


Figure 13 – Bilan des puissances installées et potentiels photovoltaïques par poste source

Les deux potentiels principaux sont situés à Kaweni et Sada, respectivement de 20 MW et 35 MW. Le potentiel sur Kaweni est composé essentiellement de toitures (10MW en résidentiel, 18 en moyennes et grandes toitures, 3MW de parking et 7MW de Serres sur la zone d'influence délimitée). Le potentiel sur Sada est composé très majoritairement de PV flottant sur lagon, composé de 10 MW disponible à 2030, 10 MW disponible à 2040, et 10 MW disponible à 2050.

6.3. Filière éolienne

6.3.1. Contexte

A fin 2023 aucun parc éolien n'est présent sur le territoire de Mayotte, du fait de régimes de vents assez faibles, ne favorisant pas le développement de cette filière.

L'absence totale de la filière sur le territoire actuellement sera un facteur à considérer dans l'analyse des résultats de chacun des scénarios qui proposerait un déploiement éolien, afin de s'assurer que les capacités à installer et leur vitesse de déploiement proposées soient cohérentes avec ce contexte de création d'une filière locale.

6.3.2. Méthodologie de traitement et résultats

La méthodologie suivie pour élaborer les profils de production des technologies de la filière éolienne est constituée des quatre étapes suivantes :

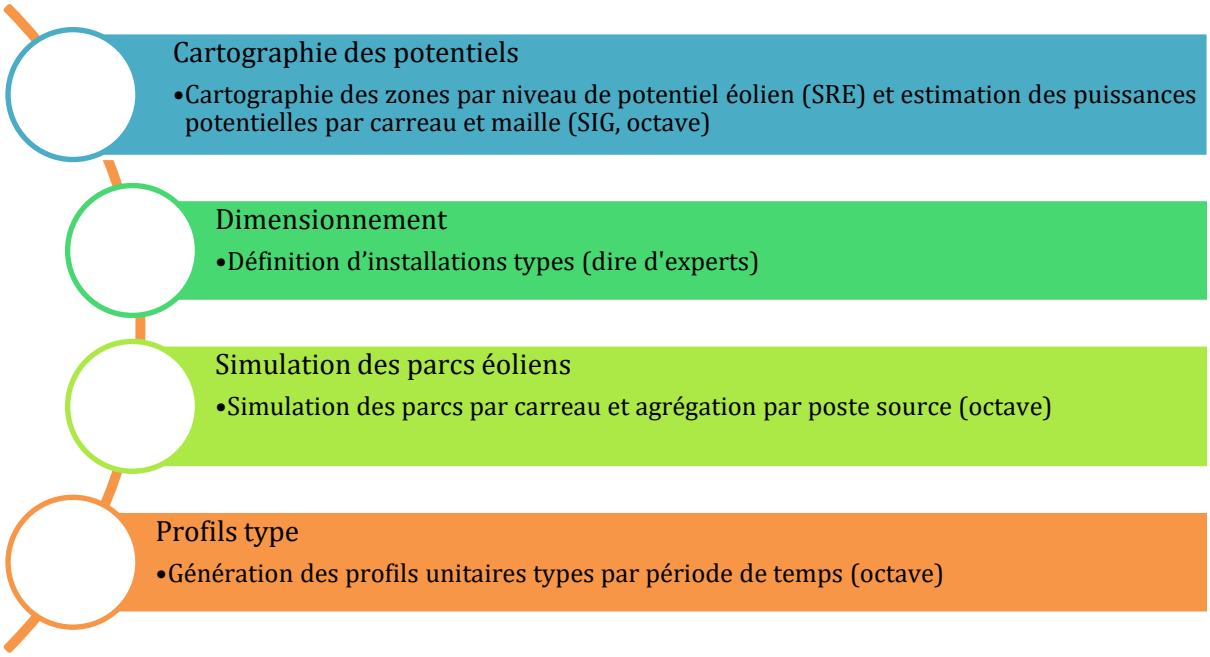


Figure 14 – Méthodologie de caractérisation de la ressource éolienne

Les zones potentielles ont été extraites de l'étude ADEME préalablement réalisée sur la période 2015-2030, revue avec les arbitrages du COPIL actuel, réalisés sur les éléments apportés par la PPE et le SRCAE.

Les zones potentielles historiques appartenant à l'empreinte d'un parc national ont été exclues de cette étude, et l'ensemble des zones potentielles restantes considérées comme potentiels sous contrainte.

Le tableau ci-dessous récapitule l'ensemble des puissances potentielles disponibles par poste source.

	Potentiel (MW)		
Poste source	**Existant**	**Favorable**	**Sous comp.**
MTsamboro			6.0
Bandraboua			
Acoua			4.0
Dzoumonye			
Bouyouni			
Longoni			
Koungou			
MTsangamouji			
Tsingoni			2.0
Kaweni			
Mamoudzou			6.0
Dzaoudzi			
Pamandzi			
Chiconi			
Sada			2.0
Kahani			
Coconi			
Ouangani			
Tsararano			
Dembeni			11.0
Passamainti			
Boueni			
Chirongui			
Bandrele			2.0
KaniKeli			
MTsamoudou			
Total	**0.0**	**0.0**	**33.0**

Tableau 2 – Bilan de puissances installées et potentiel additionnel éolien [MW]

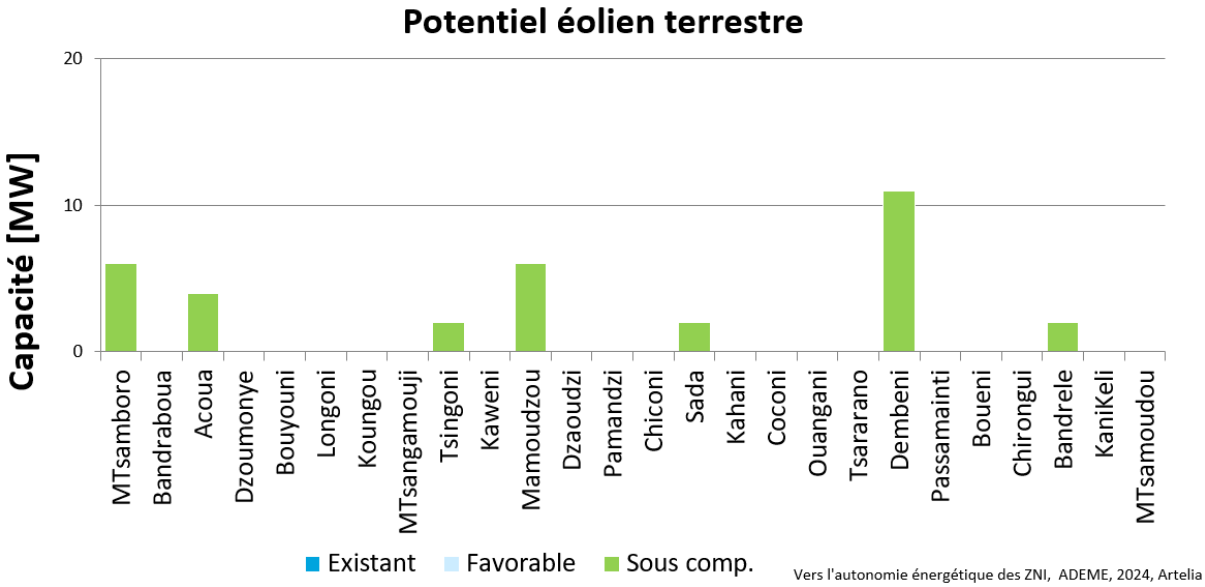


Figure 15 – Bilan des puissances installées et potentiels photovoltaïques par poste source

La carte ci-après donne la localisation de zones potentielles considérées, et les puissances de chacun des sites retenus :

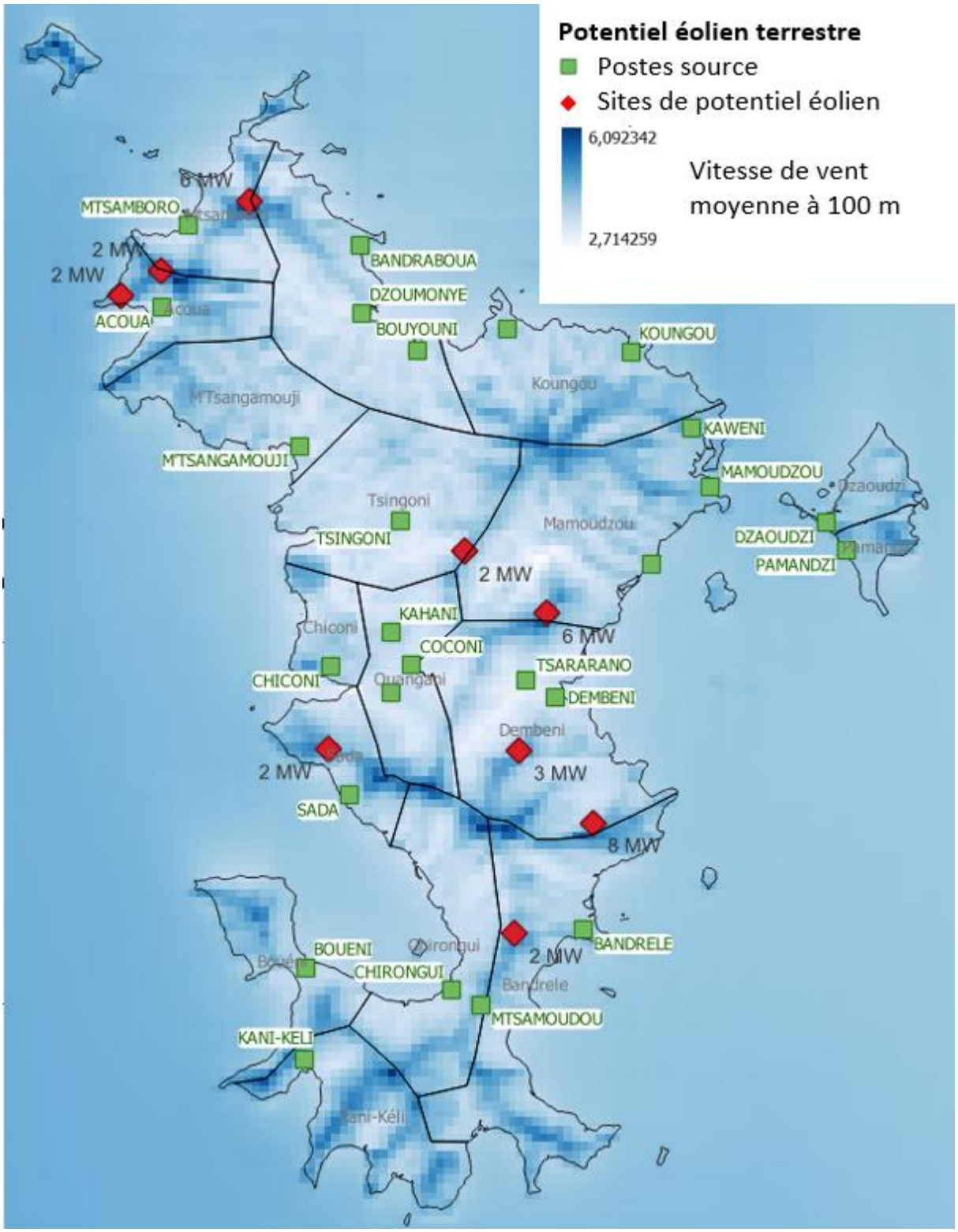


Figure 16 – Cartographie des zones de potentiel éolien terrestre
(source : arbitrages du COPIL sur sites potentiels de l'étude précédente)

6.4. Filière hydroélectricité

Aucune puissance de production hydroélectrique n'est recensée sur l'île à la date de l'étude.

Du fait de la tension très forte sur la ressource en eau, et de la compétition possible de la production d'énergie avec la production d'eau potable, aucun potentiel hydroélectrique n'est considéré sur cette étude.

6.5. Filière biomasse / déchets

6.5.1. Contexte

L'ensemble des filières concernées par les intitulés 'biomasse' et 'déchets' est traité dans une même partie dans la mesure où les équipements de valorisation énergétique couvrent des ressources en provenance de ces filières.
Les filières biomasses/déchets regroupent les ressources suivantes :

CANNE SUCRE ET ENRICHIE
PAILLE DE CANNE
CANNE FIBRE
BAGASSE
DECHET VERT
BOIS ENERGIE
IMPORTATION biomasse
EMCOMBRANTS
EMBALLAGES MENAGERS
BOIS ET SOUS-PRODUITS
ORDURES MENAGERES RESIDUELLES ET ASSIMILES
SOUS PRODUIT ASSAINISSEMENT
BIODECHETS (des IAA, de la restauration et de la distribution)
DECHETS AGRICOLES ORGANIQUES

La seule installation recensée sur le territoire prise en compte dans l'étude est l'ISDND Dzoumogne, usine biogaz de 1 MW, qui est actuellement raccordée sur le poste source de Dzoumonye.

6.5.2. Méthodologie de traitement et résultats

Pour cette filière, la problématique du découpage géographique vis-à-vis de la ressource est moins déterminante, cette filière s'appuyant sur une ressource de stock et non de flux, celle-ci peut être transportée.
Cela a en particulier pour conséquence de distinguer :

- une puissance potentielle additionnelle relative à la création d'un nouvel équipement de production d'énergie ;
- une nouvelle ressource énergétique additionnelle relative à l'évolution du mix de production d'un équipement donné.

Quatre grandes familles d'installations sont étudiées :

- Centrales thermiques existantes
- Unités de valorisation énergétiques multi-filières
- Petites centrales biomasse (gazéification notamment)

- Unités de méthanisation.

La méthodologie suivie pour l'élaboration des potentiels est la suivante :

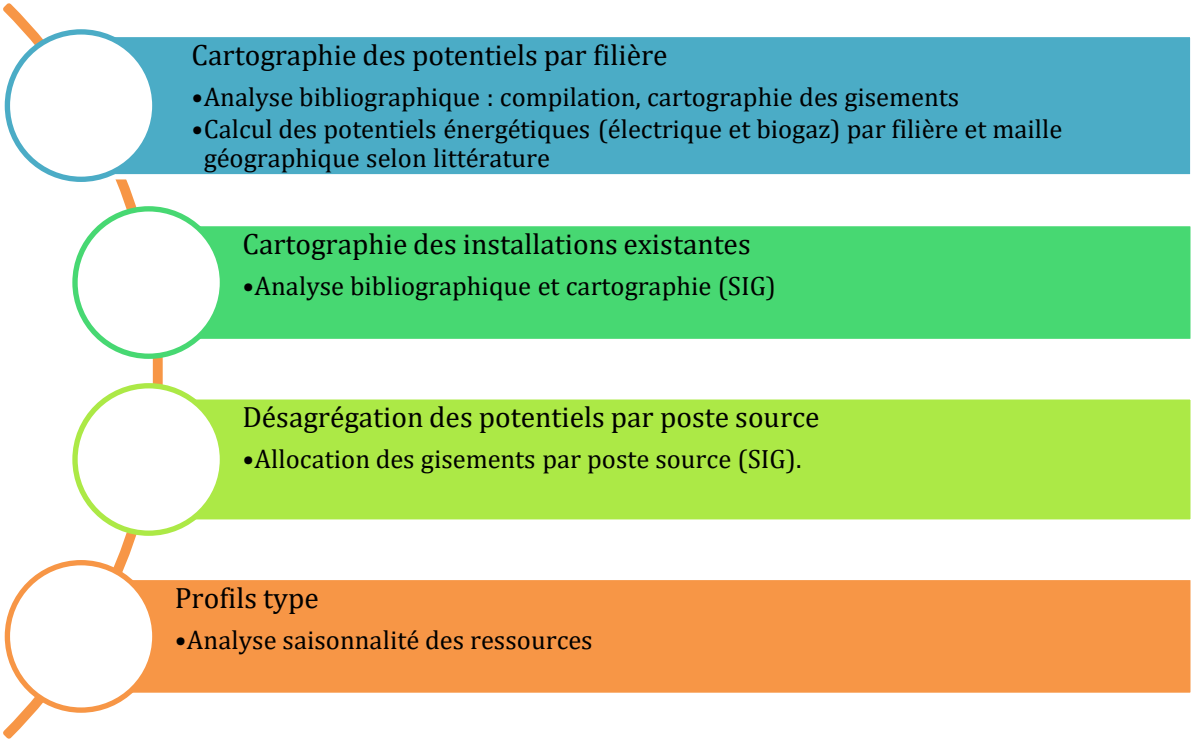


Figure 17 – Méthodologie de caractérisation des potentiels des filières biomasse/déchets

La biomasse étant une ressource de stock, son potentiel se traduit par une quantité d'énergie électrique susceptible d'être produite chaque année. Une partie de ces ressources pourront être utilisées en substitution d'autres ressources, comme par exemple le bois-énergie importé.

Dans le cas de Mayotte, aucun potentiel local n'est considéré (favorable comme sous contrainte), du fait de la tension sur la ressource, pour laquelle le retour au sol est notamment privilégié.

Pour les ressources dont la valorisation implique la création d'une nouvelle unité de production, un potentiel en puissance a été déterminé. Le tableau suivant donne le bilan de ces potentiels additionnels de la filière par poste source, traduisant un potentiel de création de nouvelles installations, exprimés en MW.

Un unique potentiel additionnel en puissance, favorable, est considéré, pour l'import de bois énergie, à hauteur de l'alimentation possible d'une nouvelle centrale de 12 MW sur le poste source de Dzoumonye, prise en compte à partir de l'année cible 2030 dans l'optimisation.

	Capacités (MW)		
Poste source	**Existant**	**Favorable**	**Sous comp.**
Bandraboua	1.1	0.0	0.0
Dzoumonye	0.0	12.0	0.0
Total	**1.1**	**12.0**	**0.0**

Tableau 3 – Potentiel biomasse [MW]

La cartographie suivante permet de localiser les différentes infrastructures existantes sur les filières biomasse/déchets en lien avec la valorisation énergétique de ces ressources.

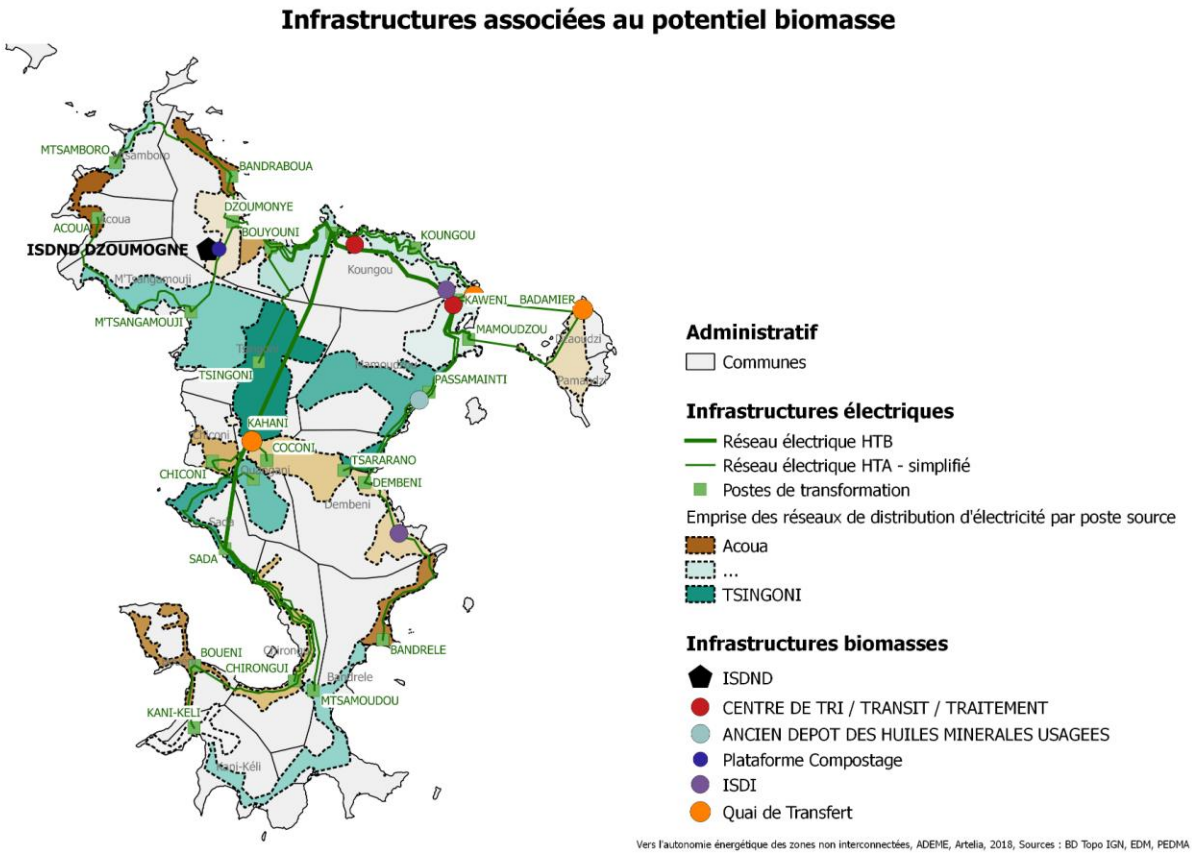


Figure 18 – Cartographie des équipements de gestion des déchets en lien avec leur valorisation énergétique

Enfin, à ces potentiels locaux s'ajoute la conversion des moteurs et TAC existants aux agrocarburants importés.

6.6. Filière géothermique profonde

6.6.1. Contexte

La filière géothermique n'est pas présente actuellement sur Mayotte.
Une étude est en cours de réalisation sur le site de Badamiers (poste source de Pamandzi), sans certitude d'un gisement exploitable actuellement, et de la puissance disponible en cas de gisement exploitable.

6.6.2. Méthodologie de traitement et résultats

La méthodologie suivie pour élaborer les profils de production des technologies de la filière géothermie est constituée des trois étapes suivantes :

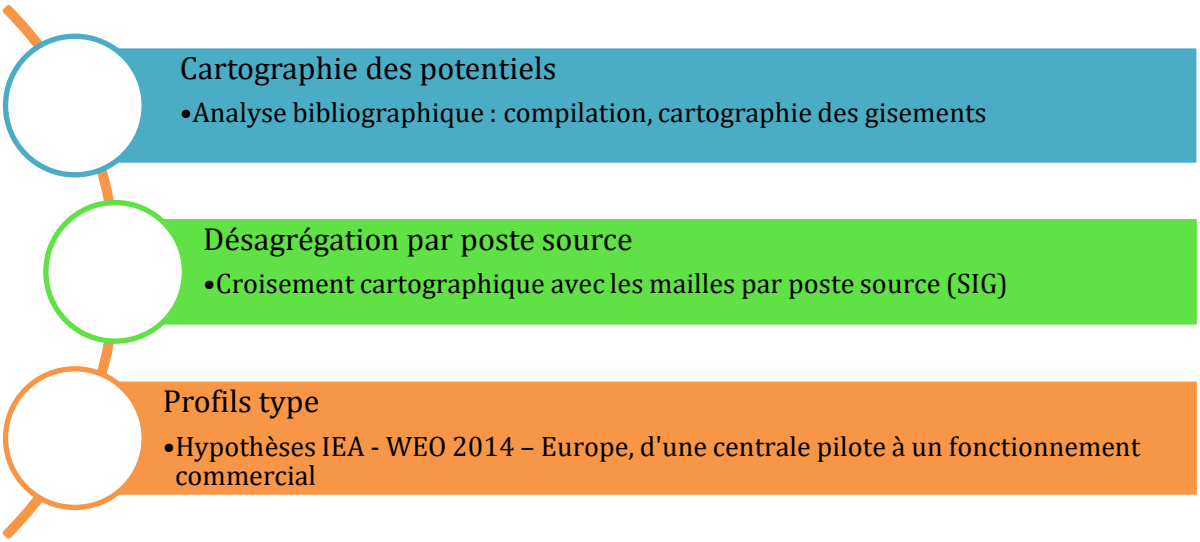


Figure 19 – Méthodologie de caractérisation de la ressource géothermique

Du fait de l'incertitude actuelle sur le gisement, le potentiel géothermique est à considérer sous contrainte uniquement, avec deux jalons concernant les puissances exploitables :

-12 MW sont considérés disponibles à partir de 2030, représentant 4 forages de 3 MW de puissance unitaire.

-28 MW complémentaires sont considérés disponibles à partir de 2040, représentant un scénario optimiste où chaque puit foré fournirait 10 MW électriques sur le réseau.

Les puissances correspondantes par poste source sont résumées par le tableau suivant à 2050 :

	Potentiel (MW)		
Poste source	**Existant**	**Favorable**	**Sous comp.**
Pamandzi	0.0	0.0	40.0
Total	**0.0**	**0.0**	**40.0**
Taux d'utilisation		**0%**	

Tableau 4 – Potentiels géothermiques [MW]

6.7. Filière éolien offshore

6.7.1. Contexte

Les conditions d'exploitation, fonds marins rapidement profonds, et occurrences de cyclones impliquent de disposer de technologies marines adaptées et capables de survivre à un cyclone.
Pour la filière éolienne, plusieurs projets, qu'ils soient à un statut de recherche spécifique aux éoliennes cycloniques offshores[3], de parcs démonstrateurs ou de parcs commerciaux de très grande dimension sur des territoires susceptibles d'être touchés par des cyclones[4], existent dans le monde. Nous retenons donc cette filière dans le cadre d'un scénario optimiste, à une échéance de 2040 : le développement de tels projets nécessitant de nombreuses années d'études préalables.

6.7.2. Méthodologie de traitement et résultats

La méthodologie suivie pour l'élaboration des potentiels éolien offshore est la suivante :

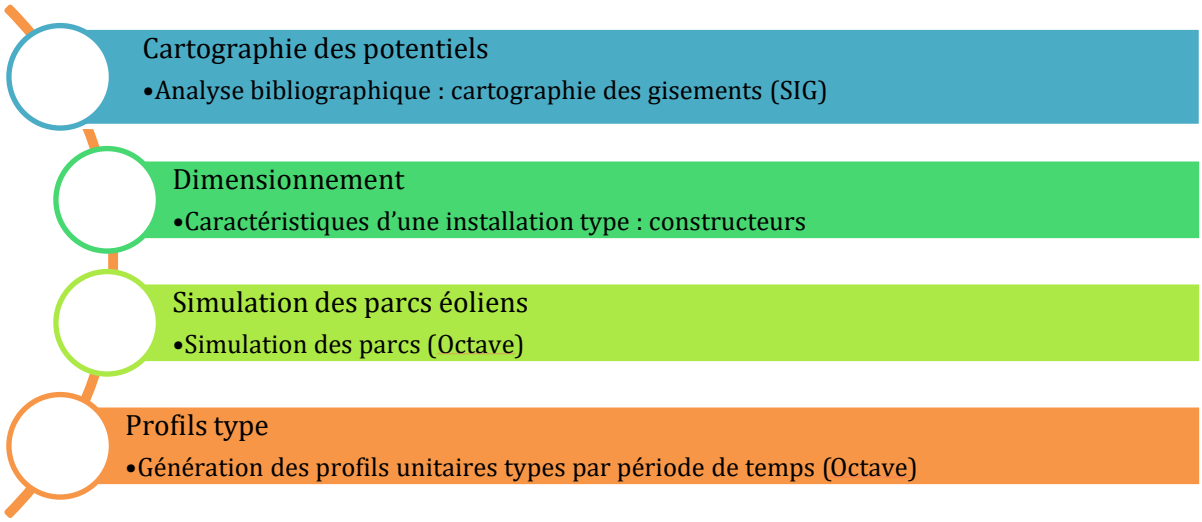


Figure 20 – Méthodologie de caractérisation de la ressource éolienne offshore

Du fait de la structure de coût d'un parc éolien offshore et de l'importance des infrastructures nécessaires pour son déploiement, un seuil de déploiement d'une puissance minimale de 100 MW est considéré pour la présente étude.
Il n'y a pas, à notre connaissance, d'étude de potentiel éolien offshore ou de synthèse des enjeux du littoral de Mayotte vis-à-vis de cette filière. En l'absence d'éléments détaillés, nous avons retenu une unique zone potentielle, raccordée au poste source de Dzaoudzi sur Petite Terre.

	Capacités (MW)		
Poste source	**Existant**	**Favorable**	**Sous comp.**
Dzaoudzi	0.0	0.0	100.0
Total	**0.0**	**0.0**	**100.0**

[3] Hurricane Risk for Offshore Wind Farms, Northeastern University, 2012 - 2015

[4] Hawaii : l'île s'est donnée un objectif de mix électrique 100% ENR d'ici 2045. Plusieurs projets de parcs éoliens offshores de 400MW sont en cours d'étude.
Japon : plus grand parc éolien offshore flottant démonstrateur : Fukushima FORWARD. Trois éoliennes flottantes de 2MW, 7MW et 5MW ont été installées ces dernières années – la dernière datant de mi-2016 – dans le but de valider la conception de machines flottantes capables de résister à un tsunami. Les raccordements électriques de ces machines sont en cours.

Tableau 5 – Potentiel additionnel éolien offshore [MW]

La carte suivante donne les vitesses moyennes de vent sur le littoral de Mayotte et la localisation de la zone de potentiel envisagée pour la présente étude.

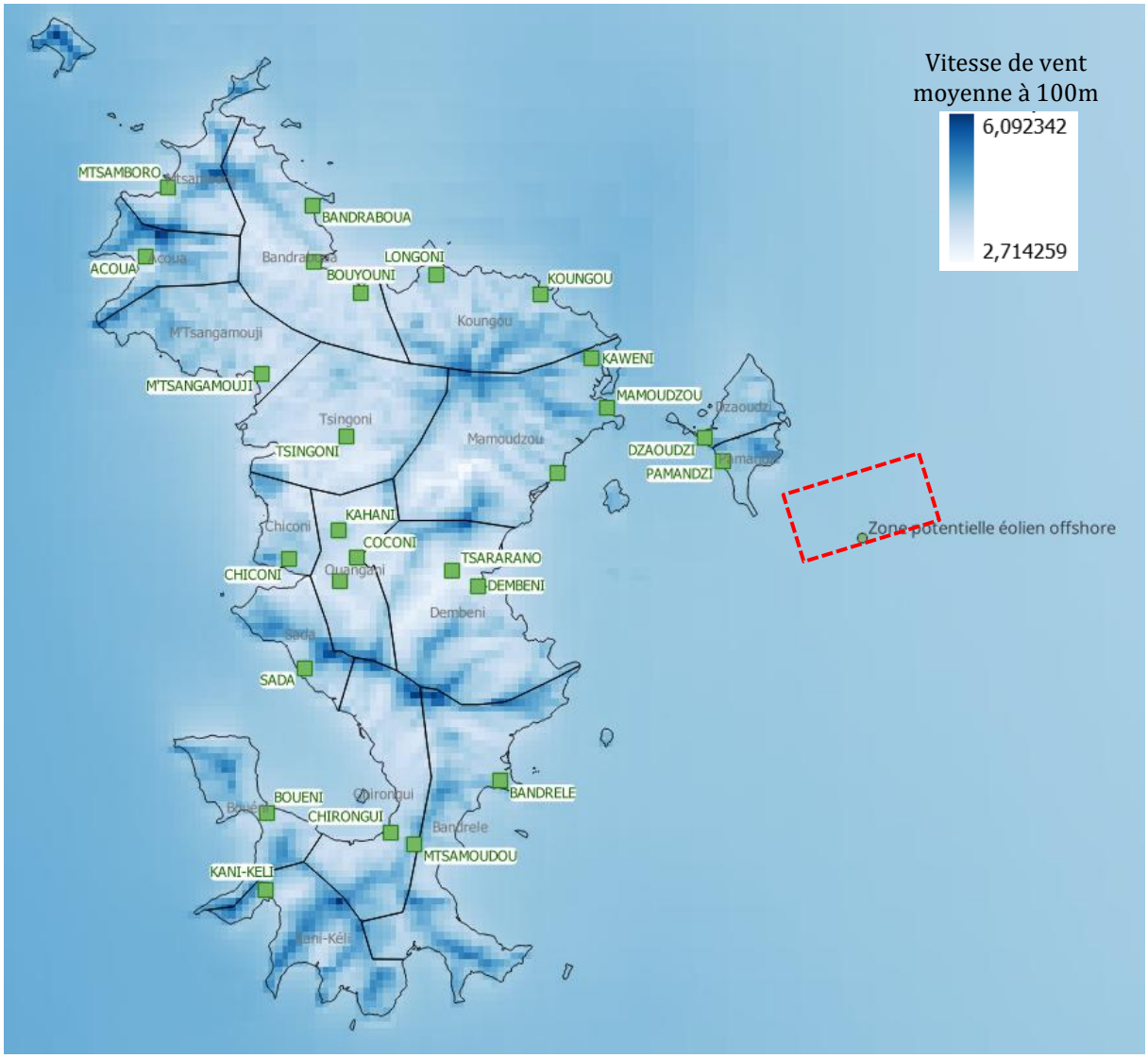


Figure 21 – Cartographie des sites potentiels éolien offshore

6.8. Filière houlomoteur

6.8.1. Contexte

La filière houlomotrice présente aussi des potentiels intéressants et l'avantage d'être prédictible, bien que variable. Toutefois, ces technologies sont moins matures[5] que les technologies éoliennes, bien que leur maturité soit possible à 2030. Dans l'attente d'une démonstration de la robustesse de ces technologies, une approche conservatrice est retenue pour la présente étude avec une introduction de l'houlomoteur à partir de 2040.

6.8.2. Méthodologie de traitement et résultats

La méthodologie suivie pour élaborer les profils de production des technologies de la filière houlomotrice est constituée des trois étapes suivantes :

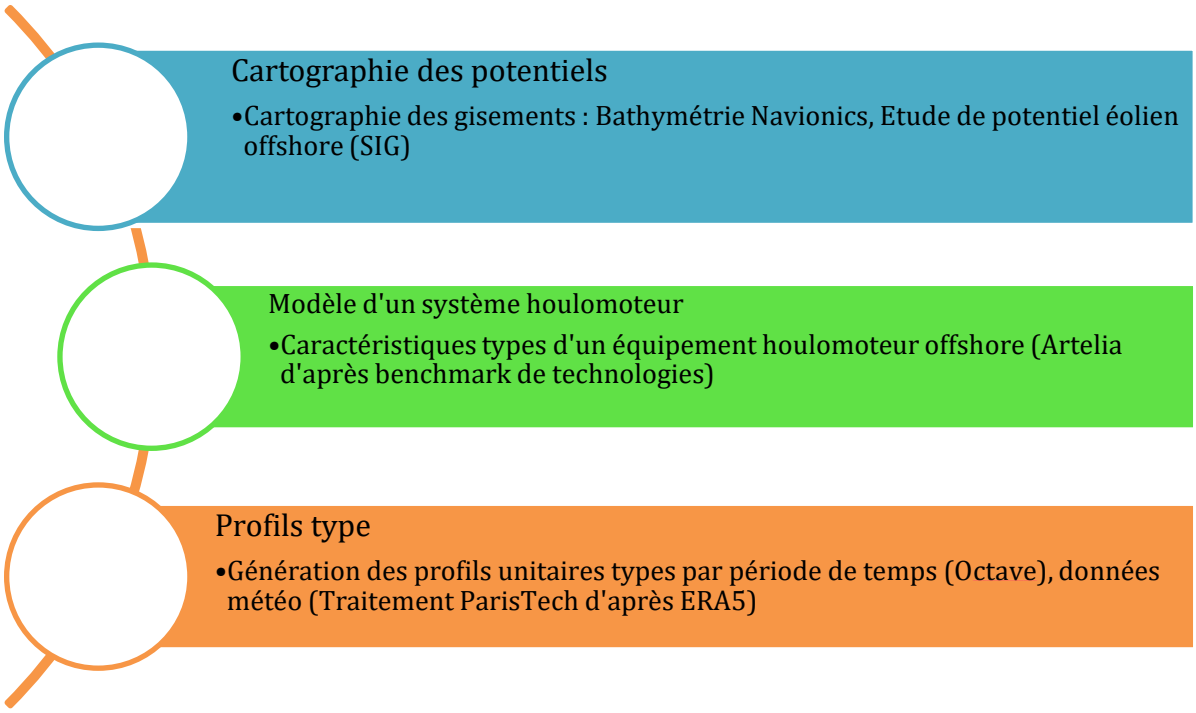


Figure 22 – Méthodologie de caractérisation du potentiel houlomoteur

La houle étant générée par le vent à la surface des océans sur de longues distances, il existe une forte corrélation entre les vitesses de vent et l'intensité de la houle, avec une variabilité temporelle plus faible pour la houle que pour le vent. D'autre part, outre la ressource, la bathymétrie et la nature des fonds constituent deux éléments clefs permettant de qualifier les zones favorables pour la mise en œuvre de systèmes houlomoteurs. En l'absence d'étude détaillée du potentiel houlomoteur sur le littoral de Mayotte, le potentiel houlomoteur retenu ici considère des zones à proximité de celles envisagées pour l'éolien offshore pour des bathymétries compatibles avec de petits systèmes houlomoteurs, comme précisé dans le tableau suivant, envisagé à partir de 2040 :

[5] Les démonstrateurs en zone cyclonique se sont soldés, à ce jour, par des échecs avec destruction lors des passages de cyclones.

	Capacités (MW)		
Poste source	**Existant**	**Favorable**	**Sous Comp.**
Pamandzi	0.0	0.0	20.0
Total	**0.0**	**0.0**	**20.0**

Tableau 6 – Potentiel Houlomoteur [MW]

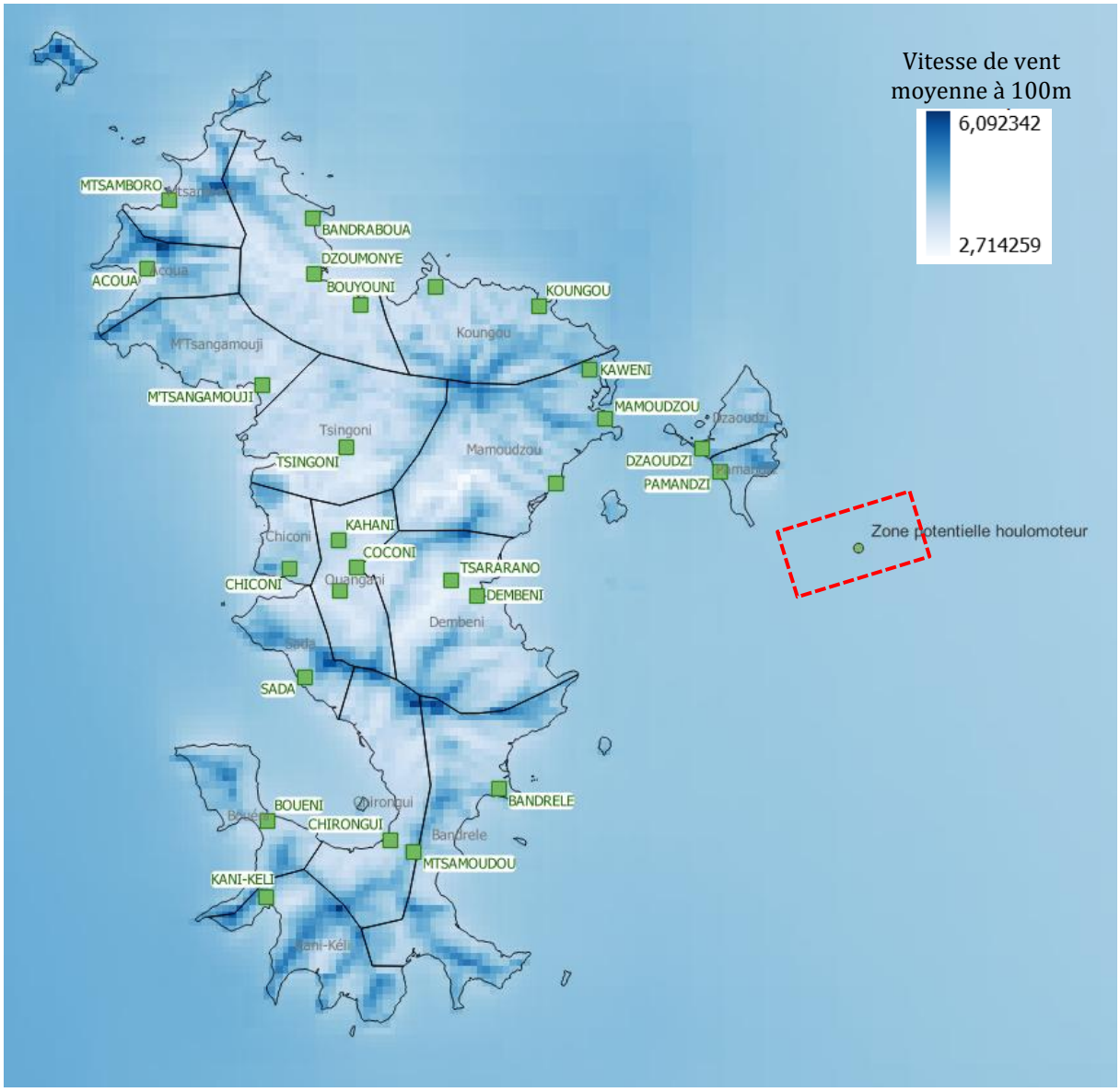


Figure 23 – Cartographie des sites potentiels houlomoteurs

6.9. Autres énergies marines

Aucun potentiel d'Energie Thermique des Mers n'est retenu dans le cas de Mayotte.

Enfin, aux vues des données disponibles, les courants marins ne sont pas suffisants pour envisager une production d'électricité.

6.10. Synthèse de l'offre technologique

6.10.1. Capacités résiduelles

Les capacités résiduelles sont ici les moyens de production présents dans le parc initial et dont la fin de vie se situe après l'horizon d'optimisation. L'île de Mayotte disposait fin 2020 d'une capacité installée de 143 MW dont 29 MW de production de sources renouvelables réparties par filière de production et par poste source comme illustré en figure suivante.

L'ISDND de 1 MW au biogaz mis à part, l'ensemble de la production renouvelable actuelle du territoire appartient à la filière photovoltaïque

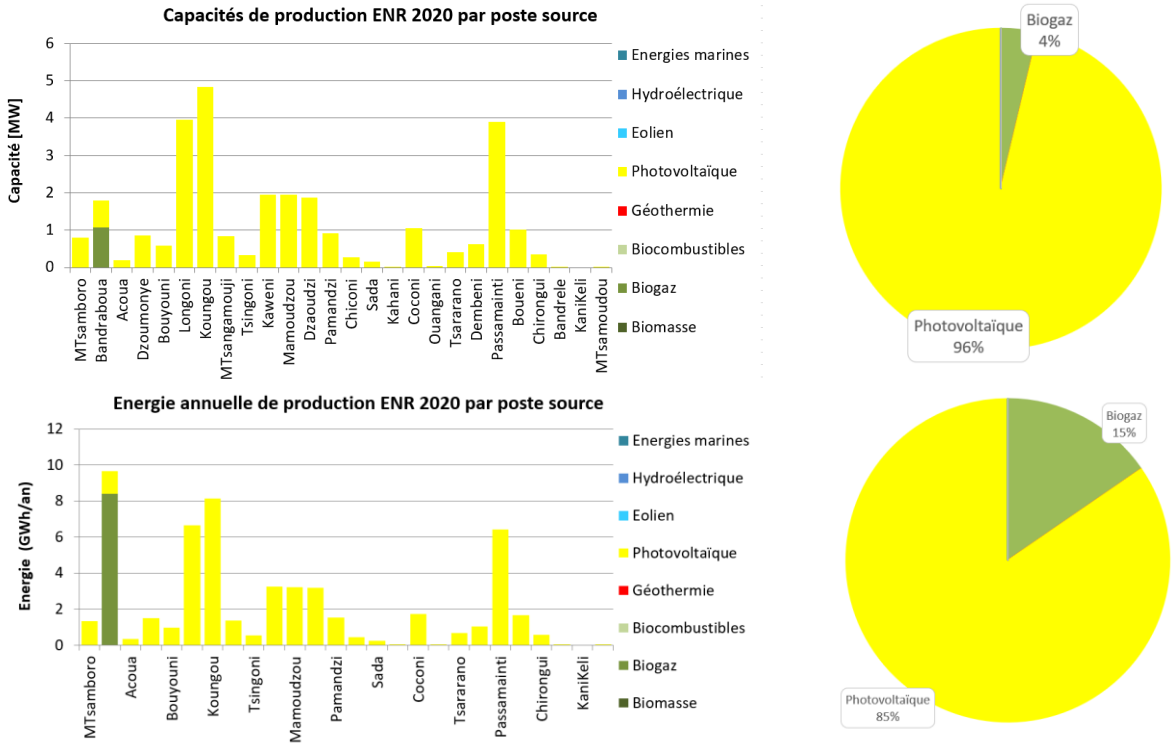


Figure 24 - Répartition des capacités ENR existantes (haut) et production disponible associée (bas) à 2020 par filière et poste source

Du fait de la durée de vie limitée des installations, l'ensemble du parc photovoltaïque décrit sera déclassé à 2050, ne laissant pour seule capacité résiduelle l'ISDND de 1 MW.

En outre, il est envisagé une conversion des installations thermiques fossiles aux agrocarburants, en cours de discussion dans le cadre de la révision de la PPE.

La figure et le tableau suivants donnent le bilan des capacités ENR résiduelles à 2050 pour chaque poste source et par filière, exprimées en [MW]. La puissance thermique fossile de 73 MW indiquée correspond à la centrale thermique de Longoni, indiquée ici en tant que puissance renouvelable puisque peut être convertie aux biocarburants à 2050.

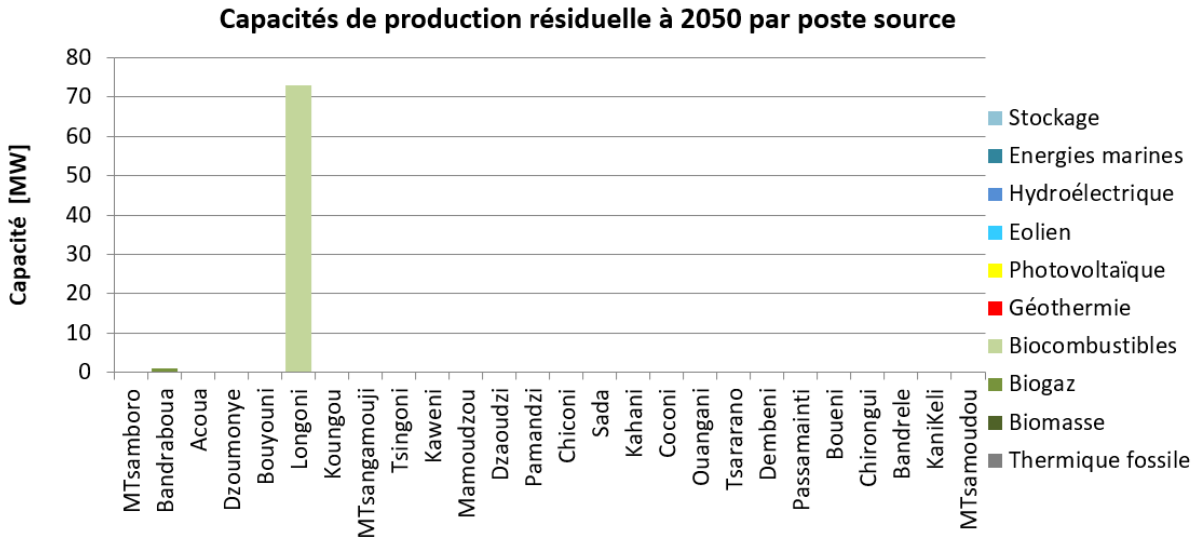


Figure 25 – Répartition capacités ENR résiduelles à 2050 par filière et poste source

Poste source	Biocombustibles	Biogaz
Bandraboua	0	1
Longoni	73	0
Total	**73**	**1**

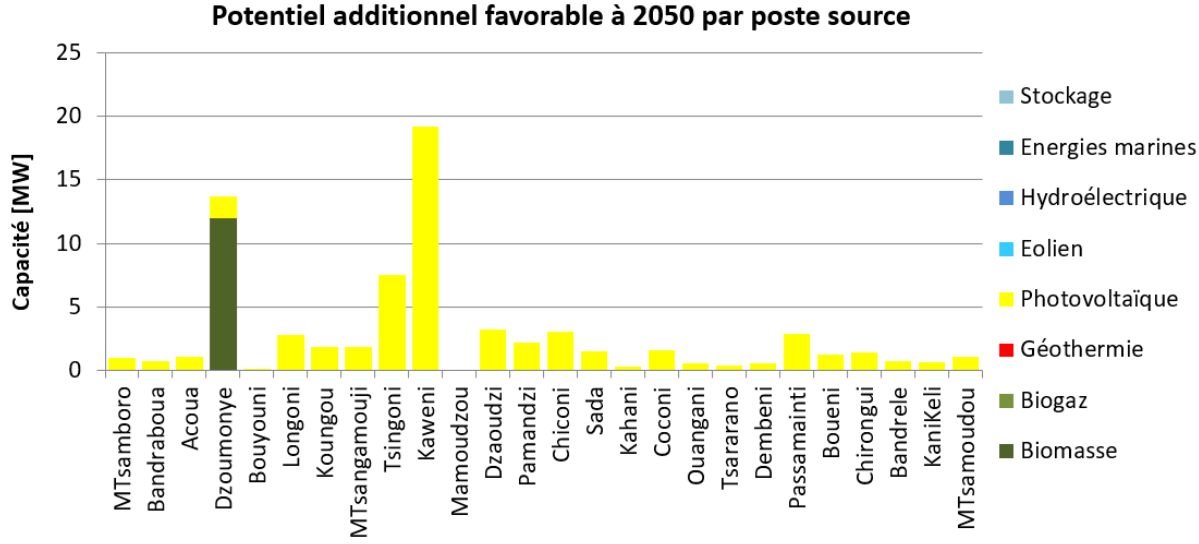
Tableau 7 – Répartition des capacités ENR résiduelles à 2050 par filière et par poste source [MW]

6.10.2. Potentiels additionnels favorables

Les potentiels additionnels favorables représentent 71 MW, composés à 82% de photovoltaïque, auxquels s'ajoutent 12 MW de centrale biomasse à biomasse importée.

La répartition des potentiels est détaillée par les graphs en puissance et énergie, ci-après.

Le poids du photovoltaïque s'efface sensiblement lorsqu'on regarde les énergies disponibles par filière, du fait du faible facteur de charge de cette filière (entre 10 et 20% selon les potentiels) par rapport à la biomasse dispatchable qui possède un facteur de charge au-dessus de 80%.



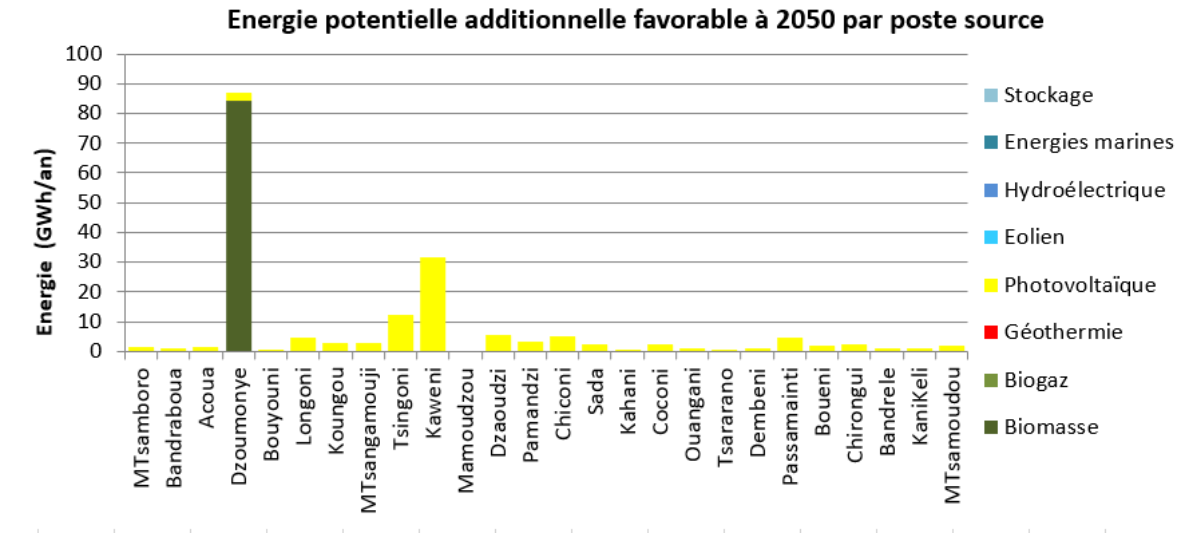
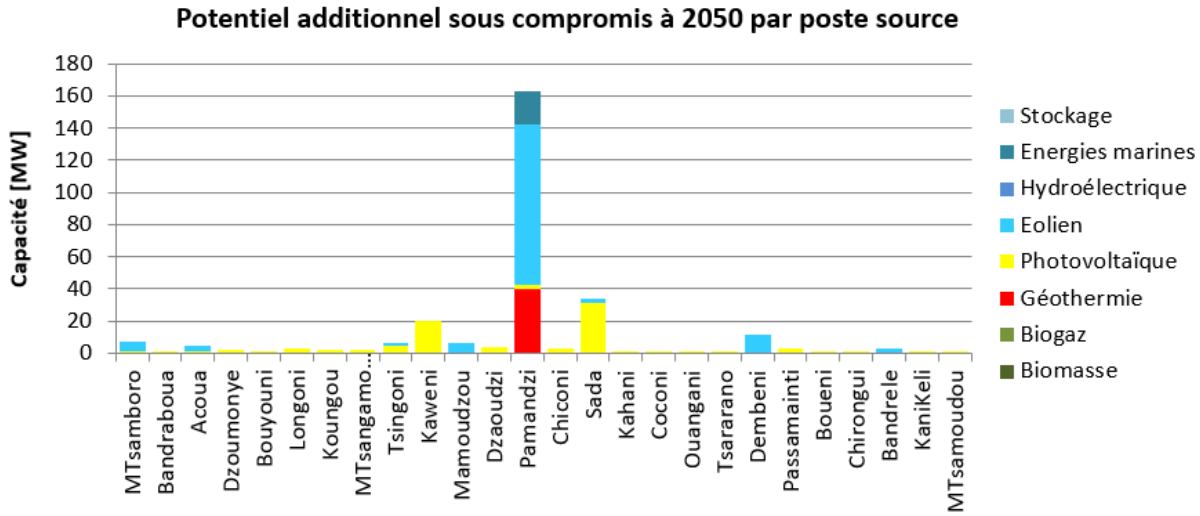


Figure 26 – Répartition des potentiels ENR Potentiels favorables (Puissance en haut, Energie en bas) à 2050 par filière

L'analyse des 281 MW de potentiels sous compromis montre le poids relatif du photovoltaïque (31% en puissance, 22% en énergie), par rapport à des filières dont le potentiel en puissance est moindre, mais dispose d'un facteur de charge plus favorable. Ainsi, les 100 MW potentiels d'éolien offshore représentent 32% de l'énergie annuelle disponible « sous contrainte », et les 40 MW de géothermie à 2050 en représentent 45%, du fait de facteurs de charges respectifs considérés 18% et 85%.
Les deux graphiques suivants illustrent la répartition du potentiel sous compromis en puissance et en énergie.



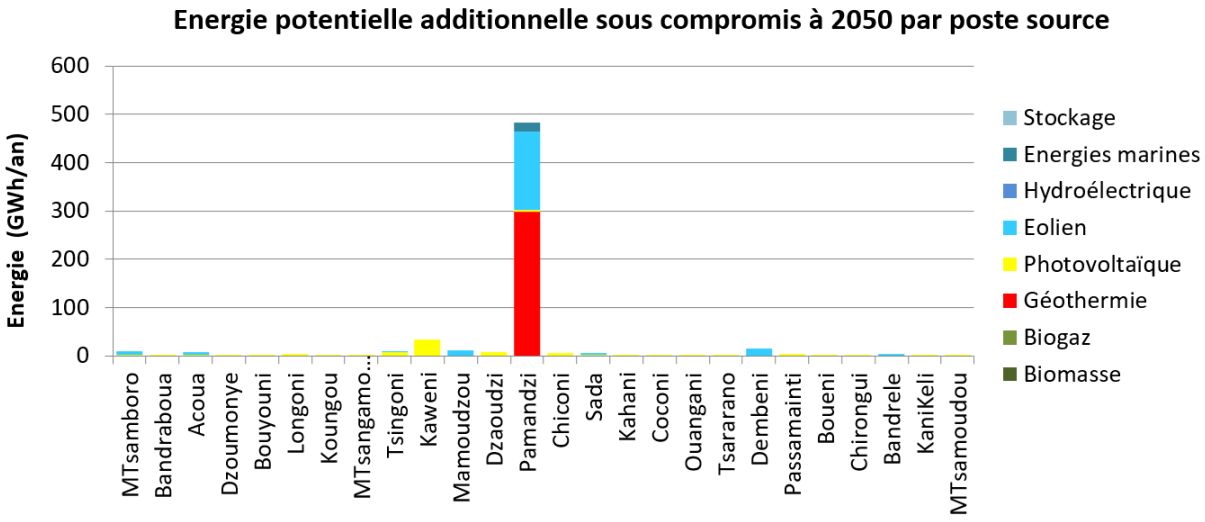


Figure 27 – Répartition des potentiels ENR sous compromis (Puissance en haut, Energie en bas) à 2050 par filière

En combinant ces deux niveaux de potentiels, un potentiel additionnel de près de 350 MW électrique a été identifié dans cette première phase de l'étude, porté globalement par le solaire et l'éolien, quasiment à puissances potentielles égales (respectivement 147 et 133 MW de potentiels), complété par la géothermie et la biomasse.

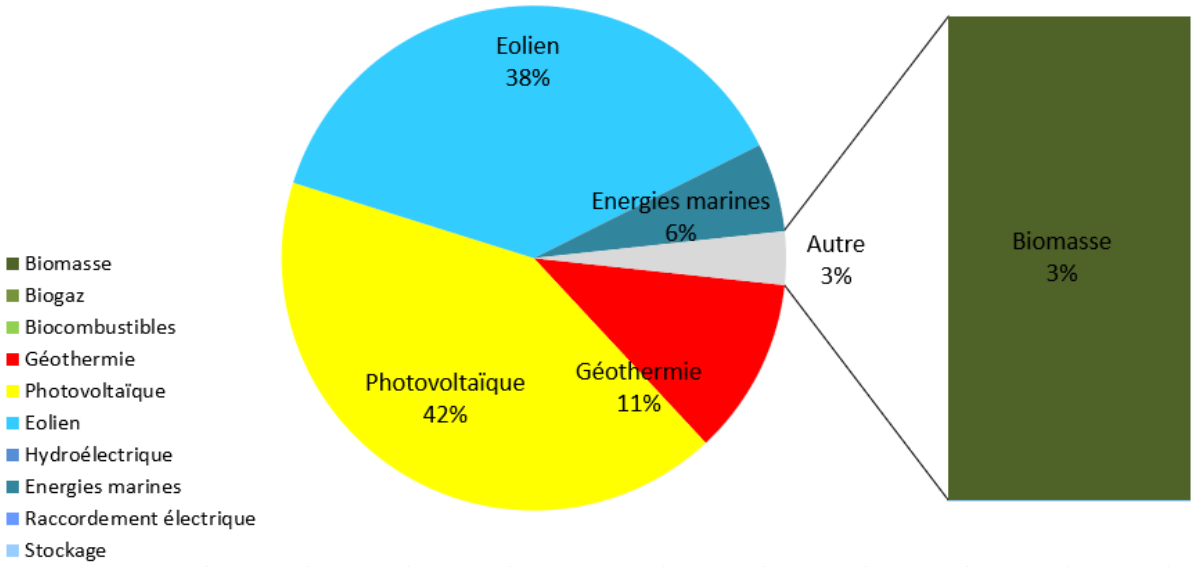


Figure 28 – Distribution des puissances potentielles ENR additionnelles par filière à 2050 (hors importations de biocarburant liquide)

La figure et le tableau suivant donnent la répartition par poste source et par filière de ce potentiel ENR additionnel total, exprimé en MW.

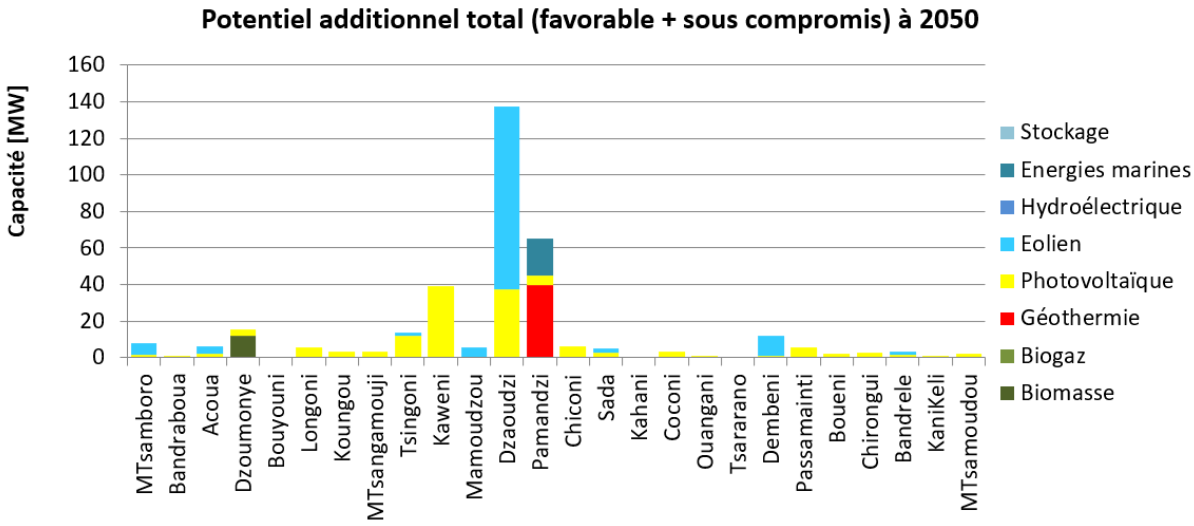


Figure 29 – Répartition des potentiels ENR additionnels à 2050 par filière et par poste source

Poste source	Biomasse	Biogaz	Géothermie	Photovoltaïque	Eolien	Energies marines
MTsamboro				2	6	
Bandraboua				1		
Acoua				2	4	
Dzoumonye	12			3		
Bouyouni						

Longoni				6		
Koungou				4		
MTsangamouji				4		
Tsingoni				12	2	
Kaweni				39		
Mamoudzou					6	
Dzaoudzi				37	100	
Pamandzi			40	5		20
Chiconi				6		
Sada				3	2	
Kahani				1		
Coconi				3		
Ouangani				1		
Tsararano				1		
Dembeni				1	11	
Passamainti				6		
Boueni				2		
Chirongui				3		
Bandrele				1	2	
KaniKeli				1		
MTsamoudou				2		
Total	**12**	**0**	**40**	**147**	**133**	**20**

Tableau 8 – Répartition des potentiels ENR additionnels (favorables, sous compromis) à 2050 par filière et par poste source [MW]

La répartition des potentiels en énergie accorde une importance relative bien plus grande à la géothermie et la biomasse importée, dont les facteurs de charges sont nettement plus favorables.

La figure ci-dessous présente la part de chacune des filières dans l'ensemble des potentiels exprimés en énergie :

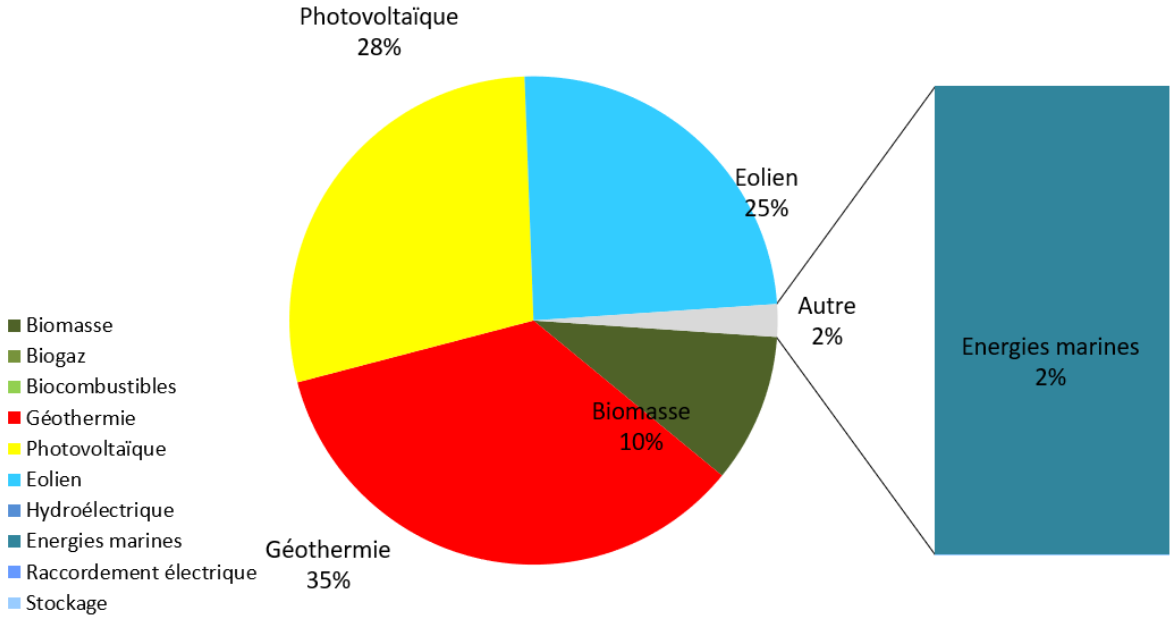
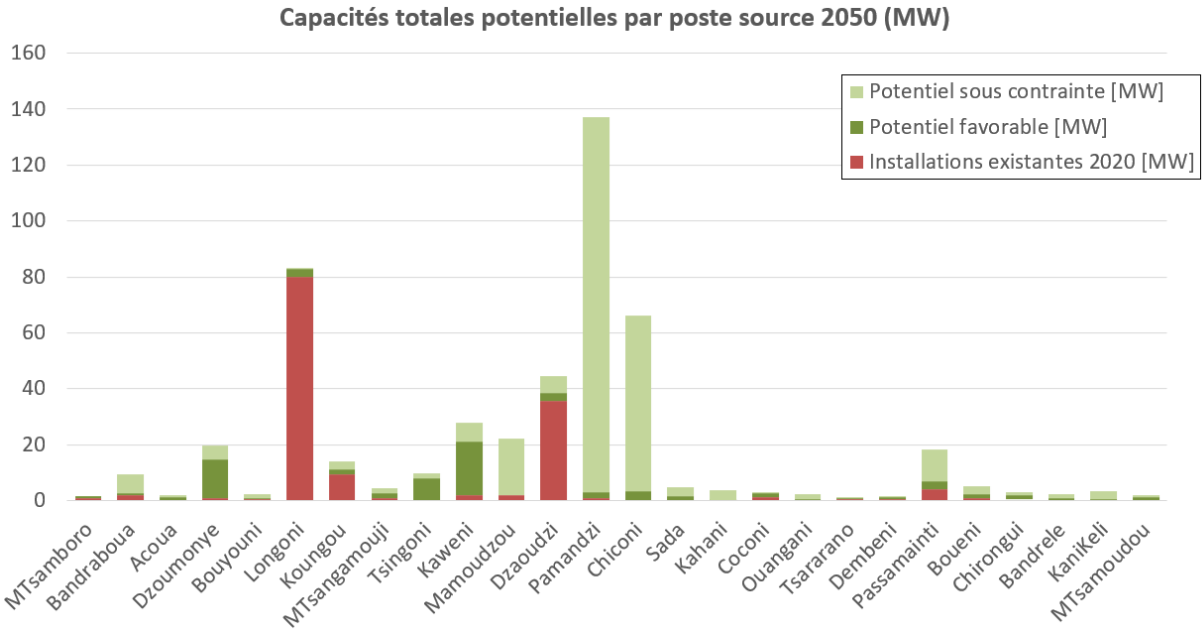


Figure 30 – Répartition des potentiels ENR totaux additionnels à 2050, exprimés en part de l'énergie disponible

6.10.3. **Potentiel global 2050**

L'addition des puissances existantes et des potentiels additionnels donne une capacité totale potentiellement disponible à 2050 d'environ 420 MW.

Le graphique suivant fait apparaître la décomposition par poste source des capacités résiduelles, des potentiels favorables, et des potentiels sous compromis.



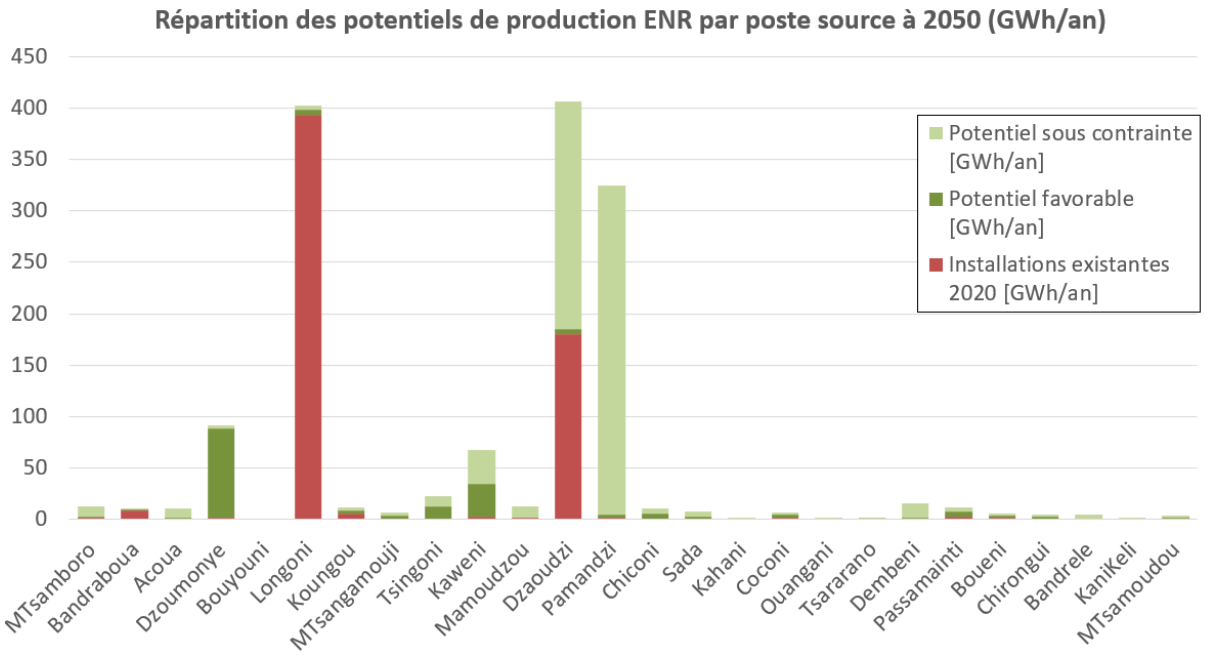


Figure 31 - Répartition par poste source des capacités existantes, et potentiels additionnels (favorables et sous compromis) à 2050 (Puissance en haut et Energie en bas)

Note : ces graphiques intègrent l'ensemble des capacités de productions existantes à 2020, alors que de nombreuses installations existantes auront dépassé leur fin de vie à 2050. Le choix a été fait de faire apparaître malgré tout ces capacités, puisqu'une centrale en fin de vie représente un potentiel qui peut être réinvesti.

D'autre part, ces graphiques comprennent les installations à flammes utilisant aujourd'hui des combustibles fossiles, puisque ces centrales peuvent être converties aux biocarburants, et donc utiliser un combustible renouvelable.

7. Méthodes d'optimisation et de validation des systèmes électriques

La construction des trajectoires d'évolution du système électrique s'appuie sur une succession de trois étapes :

1. Optimisation du système électrique
2. Validation de l'équilibre offre-demande
3. Validation de la stabilité

Les grands principes méthodologies sont décrits dans les paragraphes suivants.

7.1. Optimisation du système électrique de l'état actuel à 2050 – ETEM

L'optimisation du système électrique est réalisée par le programme open-source ETEM. ETEM fournit un cadre pour évaluer les impacts technico-économiques des politiques d'approvisionnement énergétique à moyen et long terme sur l'ensemble du système énergétique d'une région, et notamment sur le secteur électrique, dans un contexte de transition énergétique, de pénétration des technologies intelligentes, de changement climatique, etc. En particulier, les idées des décideurs sur le développement futur du système énergétique, comme les objectifs politiques (par exemple : sécurité énergétique accrue, développement rural, protection de l'environnement), les options technologiques, les prévisions sur la disponibilité ou la pénurie de ressources peuvent être représentées dans des scénarios quantitatifs évalués par un modèle ETEM.

ETEM fournit également un cadre de modélisation adapté à la prise en compte de l'incertitude et du risque dans la définition de politiques énergétiques. ETEM, comme illustré sur la figure ci-dessous, est un modèle multi-énergies et multi-sectoriel qui permet de représenter un système énergétique régional de manière détaillé au plan technologique et de simuler son évolution sur les prochaines décennies en s'appuyant sur une optimisation inter-temporelle, i.e., minimisation du système énergétique pour satisfaire les demandes de services énergétiques.

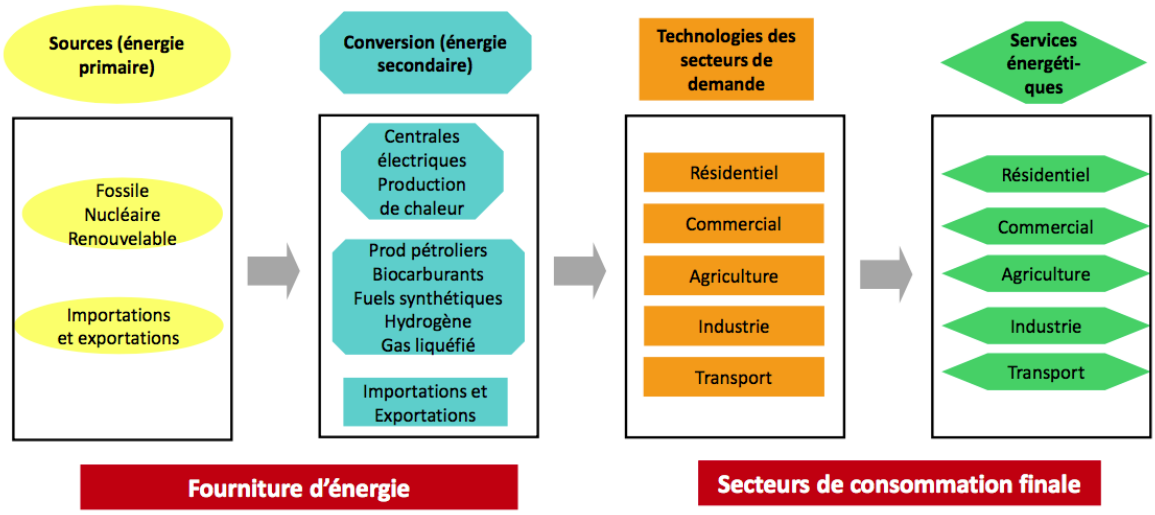


Figure 32 – Système énergique de référence

Cette partie présente le modèle d'optimisation d'un système électrique – ETEM-GR – tel que décliné pour la présente étude afin de déterminer le système électrique optimum pour chaque scénario.

7.1.1. Méthodologie de l'optimisation du modèle ETEM-GR

ETEM est un acronyme pour les mots-clés : Energie / Technologie / Environnement / Modélisation. GR réfère au réseau électrique (Grid) et à la focalisation sur les renouvelables. L'outil ETEM-GR est utilisé pour calculer sur une période donnée (ici 2015-2050) l'évolution optimale du parc de production, pour un certain nombre de critères (économiques, environnementaux, etc.) et sous certaines contraintes (demande globale, EOD, gisements, etc.).

Le problème se décompose schématiquement en 2 temps :

1. Déterminer le parc, i.e. arbitrer sur les nouvelles capacités à installer
2. Déterminer la production de chaque installation du parc à chaque pas de temps

L'objectif de la première étape est d'**optimiser le choix des investissements dans de nouvelles capacités de production de façon à minimiser le coût global actualisé** (investissement + charges) des installations mises en compétition, ici uniquement des ENR, en tenant compte des contraintes de potentiel et de disponibilité. Remarquons que ce **coût correspond au numérateur de la définition du LCOE** et qu'il varie en fonction de la quantité d'énergie produite par l'équipement considéré. Le calcul simplifié du LCOE pour une technologie donnée est le suivant :

$$\frac{\sum_{t=1}^{n} \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

avec le paramètre n représentant la durée de vie de la technologie ; I_t, les dépenses d'investissement durant l'année t ; M_t, les coûts d'opération et de maintenance ; F_t, les dépenses de combustible, E_t, l'électricité produite par la technologie sur l'année t. Le paramètre r est le taux d'actualisation.

En d'autres termes, les équipements sont choisis sur la base des LCOE les plus bas, en l'absence de contraintes de disponibilité. En pratique, ces contraintes peuvent amener l'optimiseur à installer des technologies plus chères mais plus disponibles. **Il s'agit donc de minimiser le LCOE des nouveaux investissements à réaliser.** Notons que ce LCOE tient compte du coût des éventuels besoins de renforcement et de stockage du réseau. L'amortissement des équipements existants n'intervient donc pas dans cette étape, en revanche la capacité disponible grâce à ces équipements est bien prise en compte pour déterminer le besoin en capacité additionnelle.

L'objectif de la seconde étape est de **minimiser le coût variable encouru pour satisfaire la demande** à chaque pas de temps avec le parc déterminé à l'étape précédente. Pour cela une approche de **« merit-order »** est utilisée : la priorité est donnée aux équipements dont les coûts variables sont les plus faibles (ENR dans la majorité des cas). Pour cela, toutes les capacités installées sont mises en compétition à chaque pas de temps, ressources fossiles comprises. En revanche seule la part variable est utilisée.

Notons qu'en pratique ceci est très schématique car ces deux étapes sont liées : le LCOE (étape 1) dépend du nombre d'heure de fonctionnement de chaque installation (étape 2). Ces « 2 étapes » sont donc résolues simultanément par l'optimiseur sous la forme de contraintes associées aux variables de la fonction à minimiser qui porte sur le LCOE. **On minimise donc le LCOE global sur la trajectoire 2020-2050.**

Pour la production existante d'origine fossile, seuls les coûts variables sont pris en compte par l'optimiseur lors de la seconde étape. En effet, les charges fixes des équipements existants (amortissement notamment) qui doivent être payées quelle que soit l'évolution du parc ne peuvent constituer une variable d'ajustement et sont donc identiques pour tous les scénarios. Notons ici, que forcer le modèle à utiliser une installation que l'optimisation aurait déclassée avant le terme de son amortissement aboutit à un scénario dont le coût global est supérieur à l'optimum ou à l'impossibilité de satisfaire les contraintes ENR.

7.1.2. ETEM-GR est un Modèle d'expansion de capacité

Le modèle est dynamique. Etant donné une prévision de la demande d'électricité pour la région concernée et compte tenu des équipements de production, transport et distribution existants, on cherche un plan de développement et de production pouvant satisfaire au mieux la demande. A l'aide du modèle ETEM, on propose donc une évolution du système électrique jusqu'en 2050, qui minimise, sous contrainte, un coût total actualisé, composé des éléments suivants :

- Coûts d'investissement des différentes technologies installées, y compris le stockage
- Coûts de renforcement du réseau de transmission d'électricité
- Coûts fixes de fonctionnement (typiquement, coûts d'entretien proportionnels à la capacité installée des technologies de production)
- Coûts variables de fonctionnement (proportionnels aux niveaux de production des technologies de production)
- Coûts nets d'import et export des ressources et formes d'énergie.

Les contraintes prises en compte dans le processus d'optimisation sont les suivantes

- Contraintes « entrée/sortie » des technologies : Les unités de production transforment des ressources et formes d'énergie avec un coefficient d'efficacité propre à chaque technologie. Les facteurs de charge prennent en compte le facteur de disponibilité des différentes technologies et varie suivant les saisons et les tranches horaires.
- Contraintes de satisfaction de la demande : On doit assurer l'équilibre offre / demande, à chaque pas de temps. La demande en électricité est distribuée sur les tranches horaires. Cette distribution peut être partiellement contrôlée par des actions de contrôle de la demande (demand-response).
- Contraintes de transfert de capacités : La capacité à installer sur une période résulte des capacités résiduelles – disponibles car déjà installées en année initiales - et des investissements passés réalisés sur une période correspondant à la durée de vie de l'équipement.
- Contraintes d'utilisation des capacités : L'utilisation des unités de production dépend des capacités installées et du facteur de disponibilité des installations. Les nouvelles technologies ont une date de première disponibilité (date possible d'entrée dans le parc).
- Contraintes de réserves et de stockage : Les besoins de réserve sont assurés dans ETEM-GR pour satisfaire la demande de pointe et pallier la variabilité des filières météo dépendantes. Le stockage est représenté dans les réservoirs hydroélectriques avec pompage, et dans les batteries. L'hydrogène a été exclu de la présente étude par le COPIL.
- Contraintes de flux de puissance : Les demandes et les capacités de production sont affectées aux postes sources. Un modèle linéaire de flux de puissance permet alors de représenter l'utilisation des lignes du réseau de transmission, le respect des capacités limites de ces lignes et de simuler les flux transités dans le réseau pour chaque tranche horaire.
- Contraintes de politiques énergétiques : ETEM-GR prend en compte les objectifs de politiques énergétiques sous forme de contraintes, tel que, le taux d'ENR à atteindre à une date donnée, le niveau d'autonomie, etc.

Grâce à la prise en compte de l'ensemble de ces contraintes, l'optimiseur permet d'éventuels arbitrages entre l'investissement dans du stockage local versus le développement de capacité réseau pour acheminer l'électricité produite ailleurs. La programmation linéaire est utilisée pour réaliser l'optimisation sous contrainte.

La figure ci-dessous schématise l'utilisation du modèle ETEM-GR dans sa version la plus complète. L'utilisateur doit fournir en entrée une représentation fidèle du système énergétique initial, un scénario d'évolution des prix des énergies importées, un scénario d'évolution des demandes utiles à satisfaire ainsi qu'une base de données technologiques dans laquelle le modèle puise pour construire le parc optimal. A

partir de ces éléments et des objectifs à atteindre, ETEM fourni l'ensemble des informations indiquées dans la figure ci-dessous (colonne de droite). Dans la version utilisée pour la présente étude, ETEM ne calcule pas les puissances réactives. Celles-ci sont calculées dans le cadre de l'étude de stabilité avec un modèle plus précis.

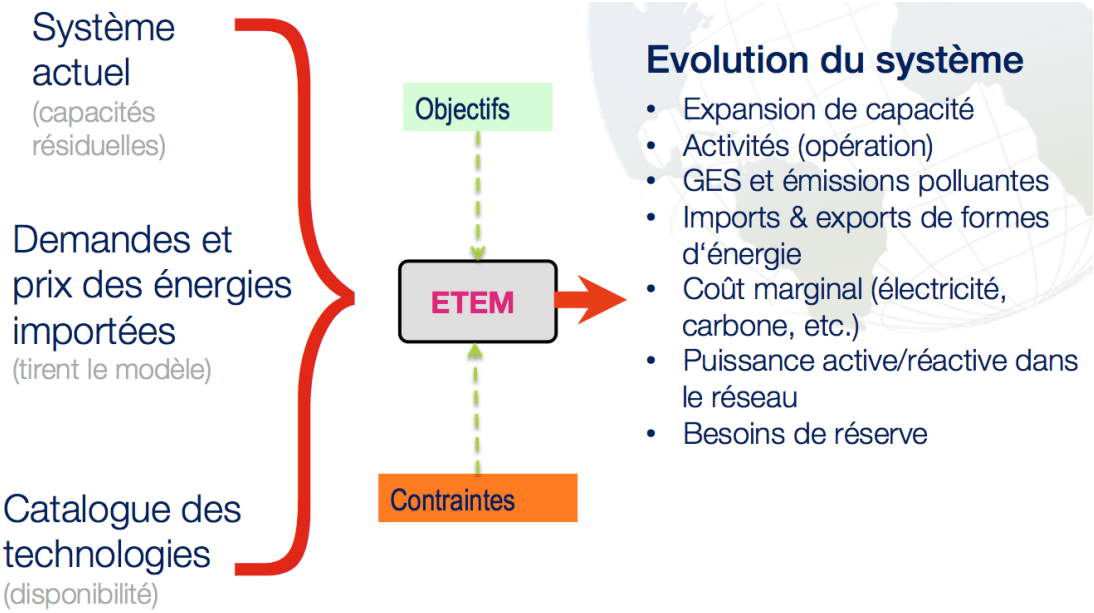


Figure 33 – Schéma d'utilisation du modèle ETEM

7.1.3. Equilibre offre/demande et critère de défaillance

Afin d'assurer la sécurité d'alimentation, le gestionnaire du système dimensionne les capacités de production en respectant un critère de défaillance de 3h par an. Ce critère fait que sur une période de 10 ans, l'espérance d'une défaillance et en moyenne de trois heures par an. Une défaillance étant caractérisée par le fait qu'au moins un client ne peut être alimenté sous l'effet d'un déficit de production. **Cette notion intègre donc les aléas de production mais exclue les aléas réseau, souvent prépondérants en zone insulaire.**
L'approche probabiliste mise en œuvre dans ETEM-GR assure sur les journées types, un équilibre offre/demande à chaque pas de temps pendant toute l'année. Pour ce faire, à chaque pas de temps et sur la base des distributions de probabilité des productions et des demandes, l'algorithme calcule l'enveloppe des combinaisons possibles d'équilibre, y compris les plus improbables. La combinaison répondant à la situation moyenne de production et de demande est retenue comme résultat et les écarts constatés avec les autres combinaisons permettent de dimensionner la réserve. Tout aléa contenu dans les données d'entrée étant couvert, il n'y a donc aucune heure de défaillance dans les résultats. Pour réduire cette sur-contrainte, un taux de couverture de l'aléa météo est introduit dans le modèle.

Le calcul formel de ce critère nécessite de simuler le système sur une série temporelle longue couvrant plus de 10 ans de production et de demande en tenant compte des fortuits et contingences opérationnelles des moyens de production. Ce calcul ne peut pas être réalisé au niveau d'ETEM, toutefois il constitue un des résultats de la première étape de validation du système optimisé : la validation de la tenue de l'équilibre offre-demande, réalisée avec ANTARES et décrite au chapitre 8.2.

7.1.4. Découpage temporel

Le découpage temporel est effectué sur 4 échelles de temps :

- Période : avec un pas de temps de 5 ans (2020, 2025, 2030, 2035, 2040, 2045, 2050 et 2055). Afin d'éviter les effets de fin de période, il est préférable de prendre un horizon plus grand que 2050.
- Trimestre : avec 4 trimestres par an (T1, T2, T3 et T4).
- Journée type : avec journée type semaine et journée type week-end, soit un couple de journées type par semestre.
- Horaire : avec pas horaire (h1, h2, …, h24)

Le tableau suivant récapitule le découpage temporel retenu :

Durée des périodes	Année de référence	Nombre de périodes	Découpage	Nombre de pas de temps
5 ans	2020	8 (jusqu'à 2055)	4 trimestres Deux journées types (semaine et week-end)	pas de temps horaires (24)

Tableau 9 – Découpage temporelle

Le modèle ETEM est calibré pour l'année 2020. En simulant le fonctionnement du système pour cette année, on s'assure que le modèle reproduit bien la réalité mesurée.

7.1.5. Maillage de l'ile et modèle ETEM du réseau

Le réseau électrique simulé dans le cadre de la présente étude est constitué du réseau de distribution HTA ainsi que des premières lignes HTB mises en service ces dernières années. Les caractéristiques des lignes électriques de ce réseau ont été transmises par EDM, à savoir : une carte du réseau, un schéma unifilaire du réseau HTB, ainsi que les caractéristiques des lignes électriques du réseau HTB : longueurs, résistance électrique des conducteurs (R), réactance série de la ligne (X), admittance shunt de la ligne (Y) et intensité maximale admissible en régime permanent (Imap).
Le Load Flow réalisé par ETEM est un calcul de flux de puissance selon un modèle équivalent linéaire en courant continu (DC). Seules les réactances longitudinales (X) et les capacités de transit des lignes (I_{map}) sont considérées dans le calcul. Il est donc possible d'obtenir des résultats différents avec la méthode de PowerFactory (non linéaire) qui est détaillée dans la suite de ce rapport.

Le réseau électrique de Mayotte étant principalement un réseau de distribution HTA, une simplification de ce réseau a été nécessaire pour sa modélisation dans le cadre de l'optimisation des scénarios, pour des raisons de volumes de calcul. Ces simplifications consistent en la construction d'un maillage du réseau de distribution conservant sa structure et topologie réelle mais supprimant certains embranchements de lignes. L'ensemble des postes de distribution d'une même maille sont alors agrégés et représentés par un poste fictif équivalent, ces postes équivalent étant eux-mêmes interconnectés entre eux avec des lignes dont les propriétés sont celles des lignes réelles. L'ensemble des charges et injections électriques sur chaque maille sont agrégées arithmétiquement au poste équivalent.
La carte ci-dessous illustre le SIG ainsi construit, faisant apparaître en particulier :

- Le maillage construit du réseau de distribution ;
- Les lignes HTA représentées dans le modèle ;
- Les lignes électriques du réseau HTB existantes et en projet, ainsi que les postes sources associés ;

Notons que ces simplifications ne concernent que la phase d'optimisation des scénarios. Dans le cadre des études de validation des scénarios et en particulier des études de plan de tension et de stabilité, le réseau complet est modélisé.

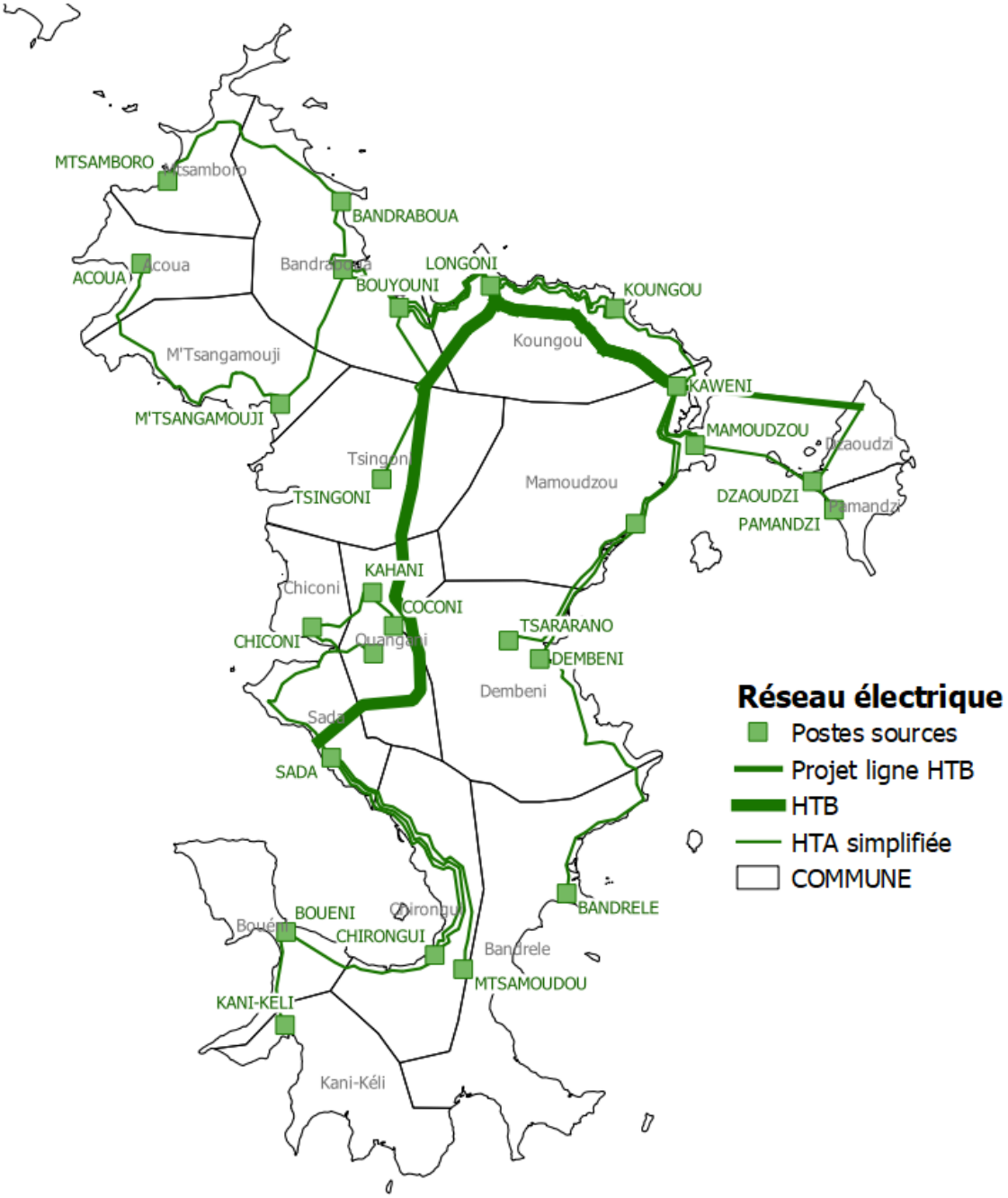


Figure 34 – Carte du réseau électrique modélisé sous ETEM

7.1.6. Base de données technologiques

Dans sa version la plus complète, ETEM regroupe l'ensemble des technologies entrant dans la chaine de conversion d'énergie et permettant de satisfaire la demande énergétique du territoire selon la classification suivante :

- technologies d'extraction ;
- technologies de conversion (production d'électricité) ;
- technologies de production de chaleur à basse température ;
- technologies de production de froid ;
- technologies de cogénération ;
- technologies de transformation secondaire et de process ;
- technologies de transport de l'énergie ;
- technologies de demande (technologies d'usage) ;

Dans la présente étude, les technologies considérées sont celles intervenant en production dans la satisfaction de la demande électrique, données dans le tableau suivant.

Filière	Technologies
Photovoltaïque	Résidentiel : Toiture 2 pans Nord/Sud Résidentiel : Toiture 2 pans Est/Ouest Autres <2000m² : Toiture 2 pans Nord/Sud Autres <2000m² : Toiture 2 pans Est/Ouest Autres >2000m² : Toiture 2 pans Nord/Sud Autres >2000m² : Toiture 2 pans Est/Ouest Centrales au sol Ombrières sur parking Serres agricoles Plan d'eau Agrivoltaïsme
Hydroélectrique	Adduction d'eau potable Réseau d'irrigation Réseau d'assainissement Cours d'eau – fil de l'eau STEP terrestre STEP marine
Houlomoteur	Houlomoteur
Géothermie	Géothermie profonde (génération électrique)
Eolien	Eolien terrestre standard Eolien terrestre surtoilé Eolien offshore standard Eolien offshore surtoilé
Biomasse	Centrale thermique Bagasse/Biomasse Centrale thermique – Paille de canne Centrale thermique – Déchet vert Centrale thermique – Bio déchet UVE incinérateur
Fossile	Centrale Fioul lourd, Gazole, Diesel

Tableau 10 – Base de données technologique

Un potentiel de déploiement pour chaque nœud est associé à chacune de ces technologies selon deux niveaux d'accessibilité détaillés au paragraphe 7.

Chaque technologie est modélisée par l'ensemble des données suivantes :

- Matrice de facteurs de conversion entrée/sortie (efficacités)
- Facteur de disponibilité (facteur de charge)
- Capacité résiduelle installée
- Durée de vie en années.
- Année à laquelle une technologie future devient disponible.
- Coûts d'investissement [M€/MW].
- Coûts fixes de maintenance et d'opération [M€/(MW.an)].
- Coûts variables de maintenance et d'opération [M€/GWh].
- Potentiels d'installation maximum [MW]

7.1.7. Modélisation de la demande en électricité

La demande en électricité est estimée par période et est repartie par :

- poste source
- trimestre (T1, T2, T3 et T4)
- journée type (jour semaine et jour week-end)
- tranche horaire (h1, h2, …, h24)
- part de la demande qui peut être déplacée et/ou effacée.

7.1.8. Exemple de mise en œuvre

Afin d'illustrer la mise en œuvre du modèle ETEM, nous considérons un réseau simple comportant 4 postes sources et 4 lignes de transmission tel que représenté dans la figure ci-dessous. Cette figure donne un exemple de résultats du modèle ETEM pour une timeslice donnée (i.e., heure 15, jour de semaine, trimestre 1) concernant les flux de puissance sur les lignes de transmission ainsi que la production et la consommation aux quatre postes sources.

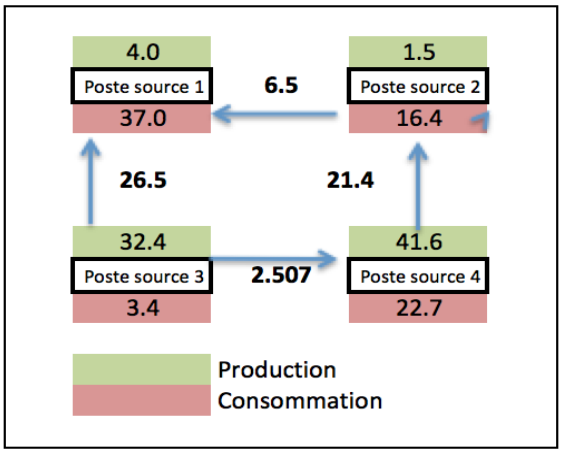


Figure 35 – Exemple de flux de puissance calculés par ETEM pour une timeslice donnée

La figure ci-après détaille pour la ligne de transmission reliant le poste source 1 au poste source 3 l'évolution horaire des flux de puissance pour les journées type correspondant aux quatre trimestres (T1, T2, T3 et T4).

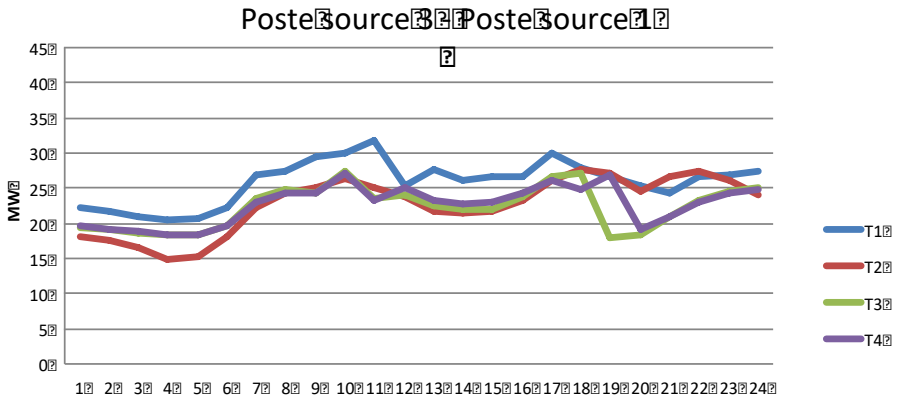


Figure 36 – Exemple de courbes de charge sur une ligne de transmission

Les deux figures suivantes illustrent l'évolution des puissances injectées et soutirées au poste source 3 au cours des quatre journées type. On peut aisément deviner que la production au poste source 3 est essentiellement d'origine solaire.

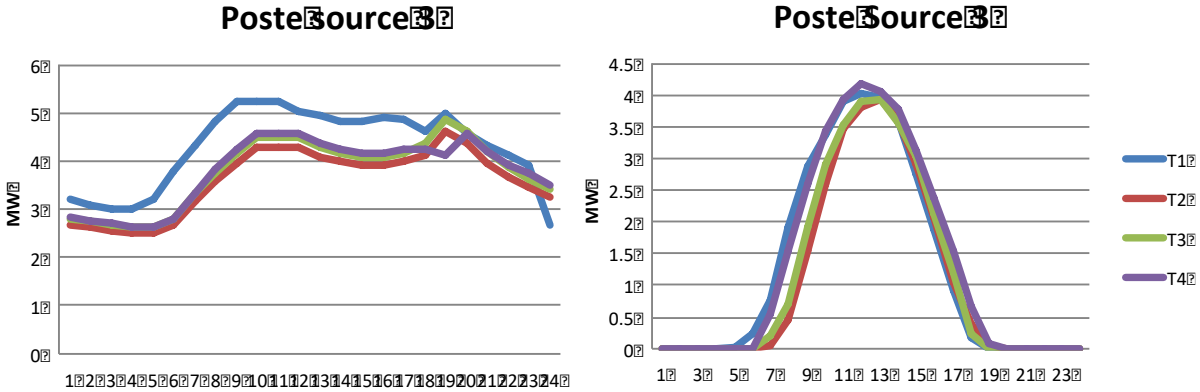


Figure 37 – Exemple de courbes de charge et de production sur le poste source 3

7.2. Validation de l'équilibre offre-demande (EOD) du système électrique – Antares

7.2.1. Enjeux associés à la validation de la tenue de l'EOD du système optimisé

L'optimisation des capacités de production et de flexibilité est déterminée sur la base de 8 jours types (semaine et WE, pour les 4 trimestres), avec un objectif de moindre coût pour le système électrique. Cette approche par journée type permet de rendre possible la résolution mathématique de l'optimisation de la trajectoire, mais ne permet pas de valider le critère de défaillance du système électrique – capacité du système électrique à garantir la tenue de l'équilibre offre-demande à tout instant – puisque le système n'est pas simulé sur des années complètes.
Le calcul formel de ce critère nécessite en effet de simuler le système sur une série temporelle 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.

Cette étape de validation par simulation horaire sur de longues chroniques météorologiques réelles permet également de valider le dimensionnement en puissance et en énergie du stockage.

Les simulations permettant la validation de la tenue de l'équilibre offre-demande sont menées avec l'outil ANTARES, dont les résultats sont ensuite post-traités pour une meilleure prise en compte des cycles charges-décharge des batteries présentes dans le système électrique.

7.2.2. Mise en œuvre de l'outil ANTARES

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 (engagement hebdomadaire optimal, planification hydro/thermique et flux d'interconnexion avec une résolution horaire). 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).
Les résultats de la simulation impliquent toutes les variables liées au fonctionnement du système, heure par heure et pour tous les scenarios de simulation. Des résultats tels que la perte de durée de charge, l'énergie non fournie ou les marges de production fournissent une évaluation de la sécurité d'approvisionnement.

Dans le cadre de la présente étude, il n'a pas été possible d'introduire le réseau électrique dans le modèle du fait d'une limite dans la gestion du stockage par ANTARES qui impose un post-traitement. La validation de l'EOD est donc obtenue avec une hypothèse « plaque de cuivre » ne tenant pas compte des contraintes de flux sur les lignes. Si cette validation n'est pas suffisante dans une optique d'exploitation du réseau électrique, elle est cohérente avec le critère de défaillance qui ne prend en compte que le bilan de production.

Pour ce faire, une construction des données d'un scénario sous ANTARES comprend :

- Le paramétrage des unités de **production thermique** (diesel/biocarburant, fioul, biomasse, et géothermie), tel qu'illustré à travers la figure ci-dessous :

Operating parameters	
Enabled	True
Unit	1
Nominal capacity (MW)	10
Installed (MW)	10
Must run	False
Min Stable Power (MW)	3
Min. Up Time	1
Min. Down Time	1
Spinning (%)	0
CO2 (Tons/MWh)	0
Operating costs	
Marginal (€/MWh)	50
Fixed (€/hour)	5
Startup (€/startup)	200
Market bid (€/MWh)	50
Spread (€/MWh)	0

Figure 38 - Illustration des paramètres du modèle de production thermique

- La définition des séries temporelles pour la **production renouvelable** et la **charge**.
    - La production renouvelable modélisée à travers des séries temporelles est décomposée selon les sous catégories suivantes :
        - Photovoltaïque : cette catégorie somme les projets toiture, ombrière avec ou sans stockage, les projets Sol.
        - Eolien onshore : cette catégorie somme les projets éoliens standard et surtoilé.
        - Eolien offshore : cette catégorie somme les projets éoliens standard et surtoilé.
        - Hydraulique : comprend les projets « au fil de l'eau ».
    - Les séries temporelles de production renouvelable sont définies à partir :
        - des puissances installées [MW] issues des résultats d'optimisation par ETEM
        - des chroniques de production normalisées [MW/MWmax]
    - A noter que les unités ENR dont la production est indépendante de la météo et reposant sur des groupes thermiques, telles que la biomasse ou la géothermie, sont modélisées en tant qu'unités thermiques.

- Les séries temporelles de charge sont définies à partir de la modélisation de la demande, y compris pour les véhicules électriques. La partie flexible (pilotable) de la charge des véhicules électriques, est modélisée comme un moyen de stockage « inversé » dans l'optimisation avec le déplacement de cette charge heure par heure.

7.2.3. Gestion de l'incertitude sous ANTARES

Concernant l'incertitude, deux sources d'incertitudes sont prises en compte :

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 scenarios d'aléas par année météo.

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. Les résultats sont présentés dans la partie 10.

7.2.4. Limitation de l'outil ANTARES et simplification de modèle

Comme mentionné dans la partie de 7.2.2, ANTARES réalise une optimisation sur un horizon temporel hebdomadaire (engagement hebdomadaire). Cette limite s'explique par l'incertitude forte de l'évolution réelle de la demande et de la météo à plus de 7 jours.
Toutefois, une conséquence de cette approche est problématique pour la présente étude. Etant donnée la part importante des ressources météo-dépendantes dans le mix électrique, un surplus de production doit être régulièrement généré dans le but de constituer un stock pour les périodes critiques. La visibilité à 7 jours induit alors une mauvaise gestion du stockage : à chaque instant, le surplus d'énergie généré par le système électrique n'est pas stocké si cela ne permet pas de répondre à un besoin sur la période hebdomadaire considérée à cet instant. En conséquence, ANTARES sous-utilise fortement le stockage et surestime la défaillance.
Cette limite a été contournée grâce à un post-traitement des résultats rejouant le dispatch, avec les étapes suivantes :

1. Réhausse des puissances de production dispatchables appelées, pour réduction de la défaillance
2. Optimisation des cycles de charges/décharges des batteries sur les capacités de productions disponibles (production météo dépendantes disponible et productions potentielles liées à l'augmentation de la puissance fournie par les moyens dispatchables)
3. Recalcul de la défaillance résiduelle
4. Si la défaillance résiduelle dépasse 3h annuelles moyennes, calcul d'une puissance et énergie de batterie additionnelle pour ramener cette défaillance résiduelle aux 3h annuelles moyennes.
5. Calcul des cycles de charges/décharges du parc batterie additionnel.
6. Correction des chroniques temporelles de puissances appelées pour obtenir un ensemble des chroniques respectant l'équilibre offre-demande horaire, en intégrant les contraintes de :
   a. minimums de puissance stables des groupes
   b. maximum d'énergie annuels disponibles pour la filière biomasse dans les scénarios visant l'autonomie énergétique
   c. réduction au maximum des puissances thermiques appelés pour l'ensemble des scénarios

Le post traitement réalisé modifie donc les bilans énergétiques annuels pour chacune des filières

7.3. Validation de la stabilité du système électrique – PowerFactory

L'enjeu des études de réseaux est de vérifier le bon dimensionnement des réseaux et la faisabilité technique des solutions retenues pour la production et le transport d'électricité. Le modèle élaboré permet de tester le fonctionnement du système électrique optimisé en ajoutant certaines contraintes physiques, par rapport à celles prises en compte au niveau de l'optimisation. Cette analyse est réalisée avec le logiciel PowerFactory (société Digsilent).
PowerFactory permet une modélisation en courant alternatif (AC) pour étudier les situations les plus contraignantes identifiées à l'issue de l'étude de dispatch et vérifier le respect des plages de tension, de fréquence et des niveaux de courant de court-circuit requis pour le bon fonctionnement des protections, liées aux règles de fonctionnement et à la stabilité dynamique des systèmes électriques.

Le bon fonctionnement du réseau de transport obtenu à l'issue de l'optimisation est vérifié via deux 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.

   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 évènements 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.

Pour un scénario prospectif donné, le diagramme suivant précise les étapes de la méthodologie générale.

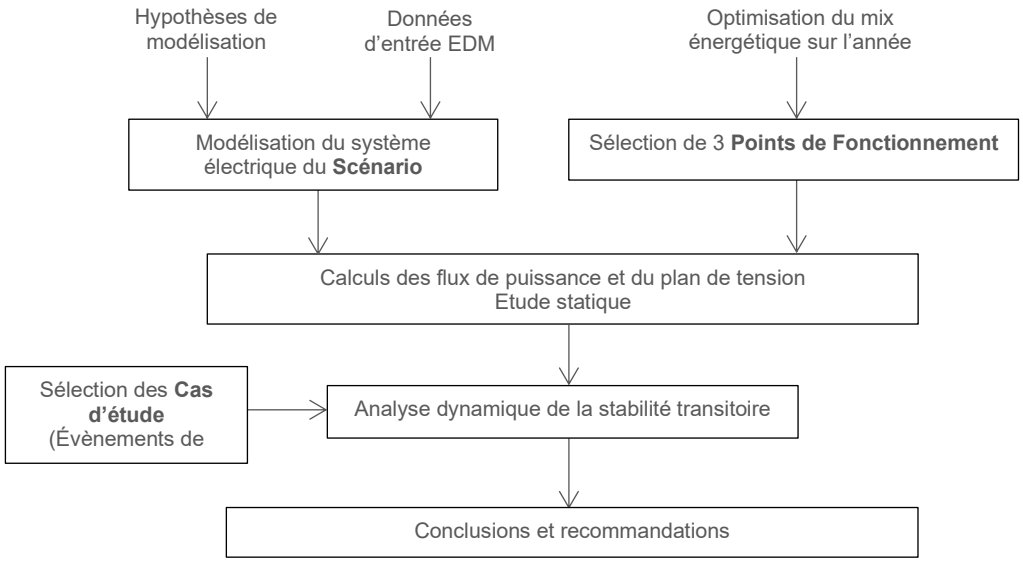


Figure 39 – Méthodologie des études de stabilité du système électrique.

Note :
La terminologie utilisée dans les études de réseau est indiquée ci-dessous :

- « Scénario » : Correspond aux scénarios prospectifs de l'étude ;
- « Points de Fonctionnement » : Correspond aux 3 situations du mix énergétique étudiées dans les simulations statiques et dynamiques, pour chaque scénario prospectif.
- Point 1 : pic de demande observée en l'absence d'injection de machines tournante. Cette configuration correspond au point de maximum de demande parmi les instants où l'inertie du réseau est minimale.
- Point 2 : Plus faible inertie observée pendant le pic d'injection à l'échelle d'une centrale.
  Ce point permet l'étude de la perte d'un groupe à son maximum d'importance (et de la ligne associée) dans une configuration où le réseau est à son minimum d'inertie.
- Point 3 : pic de demande observée en période d'injection maximale des batteries.
  Ce point est critique pour le réseau, puisque le maximum de puissance fournie par les batteries sur le réseau équivaut à une réserve de puissance disponibles minimale de la part des batteries pour participer à la résorption d'un défaut
- « Cas d'étude » : Correspond à un évènement de simulation (incident) étudié dans une simulation dynamique de stabilité transitoire (court-circuit, perte d'un groupe, perte de production photovoltaïque, etc.).

Si des problèmes apparaissent lors de ces simulations de réseaux, des solutions sont proposées pour y faire face avec une estimation des coûts associés.
Remarque : les analyses de stabilité ne sont menées que pour les systèmes obtenus à l'année cible 2050.

Il conviendra toutefois de garder à l'esprit que :

- Malgré l'attention portée à la sélection de points de fonctionnement et d'incidents représentatifs de situations critiques, les cas étudiés ne peuvent couvrir la totalité des situations rencontrées en exploitation réelle ;
- Dans certaines situations, la non prise en compte du réseau de distribution peut avoir un impact significatif.
- Les résultats obtenus sont fortement dépendants des hypothèses de modélisation.

Néanmoins, ces simulations ont le mérite de démontrer que le système est réalisable (étude statique) et qu'il peut faire face à des perturbations importantes (analyse dynamique).
Les détails des modèles et les paramètres utilisés pour la modélisation du système électrique sont présentés en Annexe A2 « Modèle électrotechnique et validation de la stabilité du système électrique ».
Certains paramètres sont issus de la collecte de données (Données EDM), d'autres ont été choisis parmi des valeurs typiques ou à partir de l'expérience d'Artelia sur des projets similaires. Les paragraphes suivants précisent les principaux sujets.

7.3.1. Présentation de l'outil PowerFactory

La modélisation du système électrique a été réalisée dans l'environnement logiciel PowerFactory 2023. PowerFactory, développé par la société DIgSILENT, 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.

Le logiciel PowerFactory intègre également une bibliothèque de modèles classiques des différents types d'équipements et systèmes de régulations (IEEE). Dans le cadre de projets de planification des réseaux électriques, ces modèles peuvent être utilisés et adaptés aux besoins du projet tel que cela a été fait pour la présente étude.

La bibliothèque contient également des modèles standards de générateurs photovoltaïques, éoliens, et de systèmes de stockage d'énergie par batteries, etc. Cela en fait probablement l'un des outils les plus adaptés actuellement à ce type d'étude. Toutefois, il faut noter que le logiciel PowerFactory a été développé pour l'étude des systèmes traditionnels majoritairement construits autour de machines tournantes synchronisées au réseau. Il conviendra donc de rester prudent quant à la généralisation des conclusions issues des résultats obtenus dans le cadre d'un système à très fort taux de productions interfacées par des onduleurs.

7.3.2. Elaboration du modèle

La modélisation du système inclut en particulier la modélisation des infrastructures électriques suivantes :

- Centrales de production et installations de production diffuse ;
- Charges (consommations) : Modèle 80% de charge résidentielle, 20% de Moteurs asynchrones ;
- Réseau électrique (Transformateurs, lignes 63 kV, etc.).

Contrairement à la modélisation ETEM, le modèle PowerFactory prend en compte tous les paramètres électriques des lignes, ce qui permet d'aller plus loin dans l'exploitation des résultats :

- Calcul des flux de puissances actives ;
- Calcul des flux de puissances réactives ;
- Calculs du plan de tension du réseau ;
- Estimation des besoins de compensation réactive ;
- Calcul des pertes en ligne ;
- Stabilité dynamique du système électrique ;
- Etc.

Le détail de la modélisation dynamique (régulations de tension/vitesse, turbines, modèles PV, éoliennes, Batteries, etc.) est indiqué en Annexe A2.

Quelques hypothèses fortes de modélisation sont cependant rappelées ci-dessous.

Les systèmes photovoltaïques sont décomposés en deux grandes catégories :

- PV Diffus : Agglomération des « petites » installations photovoltaïques décentralisées. Le réseau de distribution étant modélisé de manière simplifié, le modèle PV est raccordé directement au réseau 20 kV par agglomération aux postes virtuels mais le PV diffus ne participe pas au réglage de tension locale ;

- PV au Sol : Installations photovoltaïques de puissances importantes raccordées directement au réseau 90kV. Ces installations participent au réglage de tension

- Une importance particulière a été portée sur le temps de réponse des batteries en cas de variation de fréquence. Afin de garder des hypothèses conservatrices, un retard d'environ 60 ms a été ajouté à la boucle de régulation de fréquence à l'aide d'une fonction de transfert de retard pur ayant une constante de temps de 150 ms et le statisme est calé à 2%. Malgré ce paramétrage en deçà des possibilités de la technologie, la batterie délivre sa pleine puissance en moins de 3 secondes.

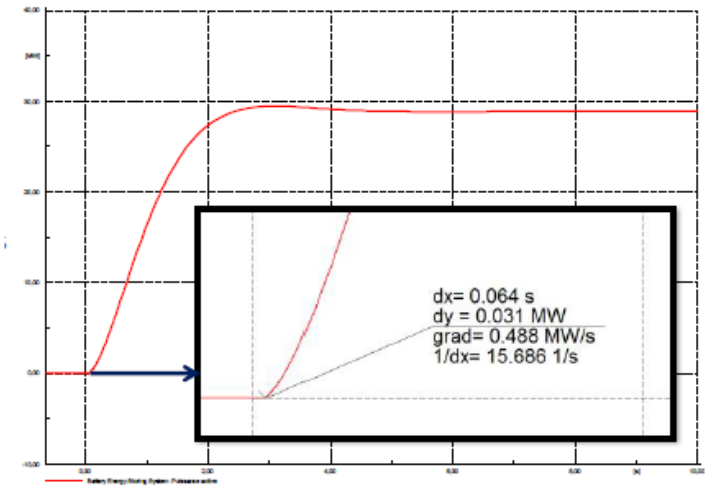


Figure 40 – Réponse de la batterie à une commande en échelon

- Les batteries 4h sont considérées centralisées et raccordées directement connectées aux jeux de barres 20 kV ou 90 kV selon leur dimensionnement.
- Les installations éoliennes, comme le PV diffus, et leurs éventuelles batteries 2h associées sont supposées décentralisées hors du contrôle du gestionnaire et ne participent pas aux services système.

La construction du modèle est réalisée à partir des caractéristiques électriques des lignes, postes et moyens de production du réseau de transport issues des données rappelées ci-dessous :

- Schémas unifilaires des réseaux
- Générateurs (existants ou en construction) :
  - puissance de la turbine, puissance de l'alternateur en MVA, facteur de puissance nominal, tensions nominale, maximale et minimale d'exploitation,
  - moment d'inertie (kg.m^2) ou temps de lancer (sec.) du groupe,
  - réactance et constantes de temps : Xd , Xq , X'd , X'q , X''d , X''q, T'do, T''do, R, XL, rapport de court-circuit.
- Lignes (aériennes) ou câbles : R, X, Y, longueurs, géométrie (configuration),
- Transformateurs : réactances X, résistance R, tension, puissance en MVA pour les différents modes de refroidissement, rapport de transformation, plage de réglage en/hors charge,
- Puissance (Mvar) des bobines d'inductances, condensateurs ou SVC du réseau,
- Puissance active et réactive à la pointe et en heure creuse à chaque poste et centrale du réseau en heure creuse et en heure de pointe pour plusieurs journée types : production hydroélectrique forte, pointe du PV, étiage, etc (images synchrones du réseau)

7.3.1. Méthodologie des études statiques

Les études statiques consistent à observer l'état du système électrique à un instant donné afin de vérifier qu'à cet instant les règles de fonctionnement du réseau de transport (« Grid Code ») sont bien respectées.

Ces études statiques sont constituées par le calcul des flux de puissances (ou Load Flow) et permettent de déterminer la répartition de la puissance produite sur le réseau et d'identifier les conséquences de cette répartition sur les grandeurs électriques du réseau.

Les points suivants sont particulièrement observés :

- Observations des éventuelles surcharges de lignes au regard du Courant Maximal Admissible en régime Permanent (Imap) ;
- Observation du plan de tension induit par les flux de puissance et des éventuels problèmes de surtension ou de sous-tension sur le réseau.

Sur la base des résultats des calculs précédents, les éventuels points faibles sont mis en évidence. Des recommandations de renforcement du réseau peuvent être faites (renforcement de la capacité des lignes de transport, équipements additionnels de compensation réactive, recommandations d'exploitation des centrales, spécifications des futures installations de productions décentralisées, etc.).
Les calculs de flux de puissance ont été réalisés sur 3 points de fonctionnement parmi les plus contraignants de l'année 2050.

7.3.2. Méthodologie des études dynamiques

Les études dynamiques consistent en une analyse de la stabilité transitoire du système. L'objectif est de vérifier la stabilité asymptotique des variables électromécaniques du système à la suite de perturbations majeures (défaut puis élimination de l'élément en défaut).
Dans le cadre de cette étude, les évènements simulés consistent soit en un défaut de type court-circuit sur une ligne électrique, soit en la perte d'une importante unité de production.
La stabilité est observée au regard de plusieurs grandeurs fonctions du temps, en particulier :

- La tension ;
- La fréquence ;
- L'angle interne des alternateurs.

L'ensemble de ces variables doit rester dans les plages de valeurs admissibles définies par les référentiels techniques en vigueur. Ces domaines d'exploitation sont indiqués en annexe A2.

8. Elaboration des scénarios prospectifs

8.1. Définition des jeux de données pour chaque scénario

La présente révision de l'étude vise à apporter des éléments de réponse aux questions suivantes :

- Quelles sont les ressources énergétiques locales pertinentes à valoriser dans la perspective d'un mix électrique 100% renouvelable ?
- Quelle est la faisabilité d'un système autonome à 2050 ?

Pour cela quatre scénarios ont 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.

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 élargi » :

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 du potentiel techniquement prouvé ainsi que certains potentiels nécessitant confirmation (géothermie, hydrolien marin notamment). 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 énergétique.

Les niveaux 1 et 2 sont complémentaires alors que le niveau 3 englobe la totalité des potentiels ENR du territoire

Le premier scénario S1, dit « 100% ENR favorable », est considéré comme le scénario de référence, dont l'objectif est d'identifier le mix énergétique 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 énergétique 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 précèdent 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.

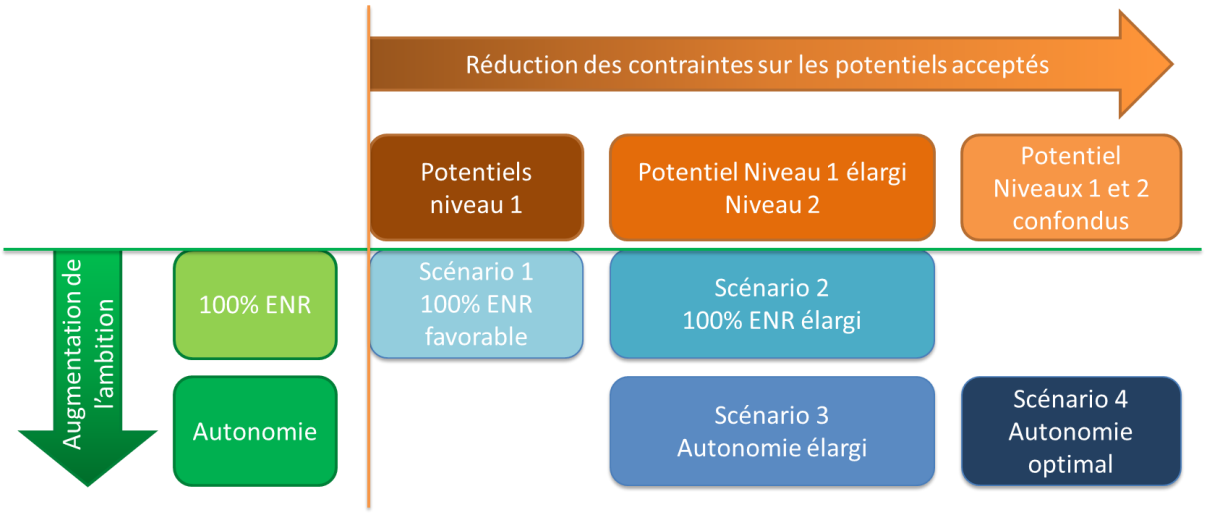


Figure 41 – Principes de construction des scénarios étudiés

8.2. Importations de ressources énergétiques

Les importations d'énergie renouvelable sont retenues pour les scénarios « 100% ENR » (scénarios 1 et 2) mais exclus des scénarios « Autonomie » (Scénarios 3 et 4). Cette exclusion a pour effet de réduire significativement les potentiels biomasse de ces derniers scénarios.

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.

Ces indices sont appliqués sur le prix de référence 2020, calculé à partir des données de l'arrêté R02-2022-03-30-00002 relatif au prix maximum de certains produits pétroliers et du gaz domestique pour le mois d'avril 2022. La figure suivante illustre les indices obtenus de 2015 à 2040.

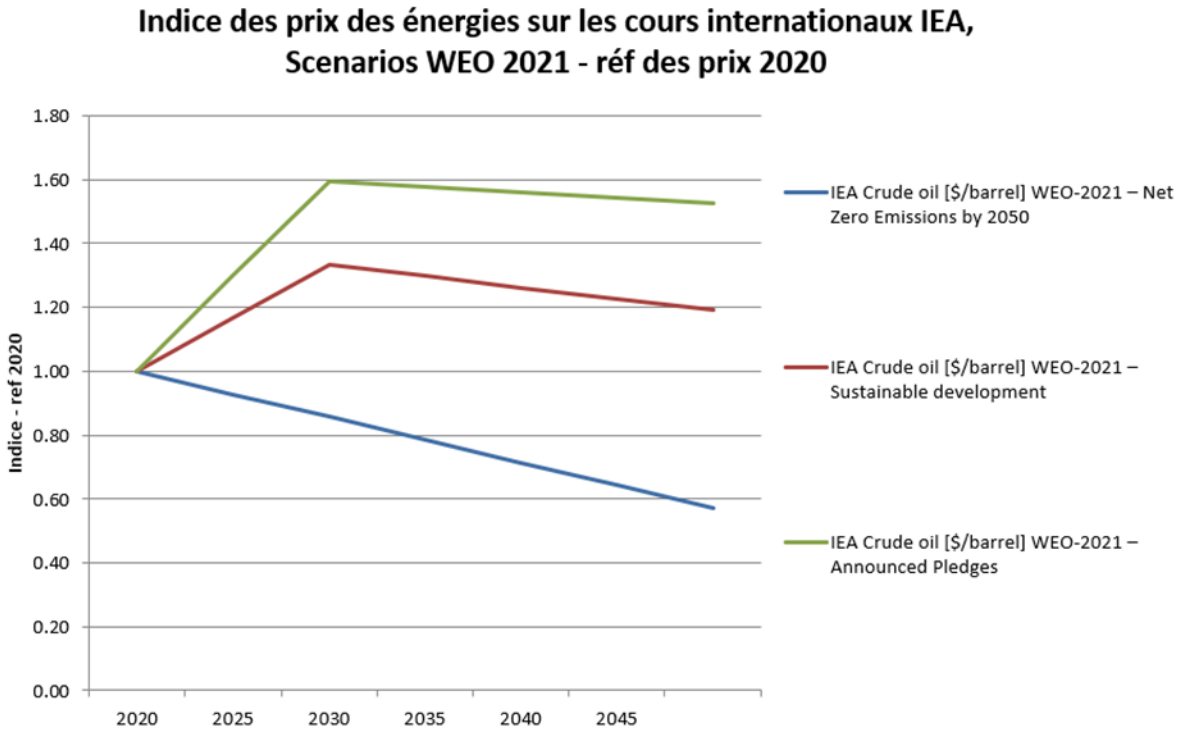


Figure 42 – Indices des prix des énergies conventionnelles de 2020 à 2050

Les prix des ressources renouvelables importées (biomasse) 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. De plus, les filières d'importation sont à créer.

En première approche, nous avons 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[6] publié par l'IFPEN. Le surcoût par rapport aux prix du diesel a été estimé à +37% à 2020 hors effet taxe carbone.

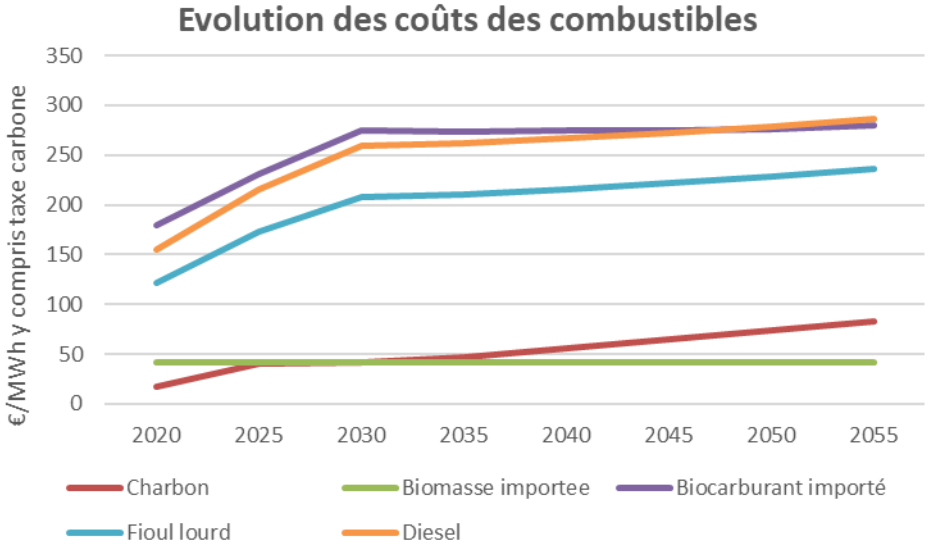


Figure 43 – Evolution des coûts des combustibles taxe carbone comprise

[6] https://www.ifpenergiesnouvelles.fr/article/tableau-bord-biocarburants-2020

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.

8.3. Stockage d'énergie

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

- Stockage long terme d'énergie : saisonnier, mensuel,
- Stockage à moyen terme d'énergie : de l'heure à quelques jours (transfert d'énergie).
- 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,
- Stockage sous forme d'énergie cinétique liée à l'inertie des masses tournantes, à l'échelle de quelques millisecondes.

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 besoins de stockage inertiel sont évalués dans le cadre de l'étude dynamique du réseau.

8.3.1. Réserve à moyen et long terme d'énergie

Pour cette application, deux ensembles de technologies sont à disposition du modèle ETEM-GR : les sources d'énergies de stock (barrages hydroélectriques, biomasse) et les STEP terrestres ou marines. Selon les potentiels disponibles pour ces technologies et les besoins du système électrique, l'algorithme pourra également faire appel au stockage électrochimique si nécessaire.
Le COPIL de l'étude n'a pas souhaité introduire le stockage hydrogène dans le cadre de la présente révision de l'étude.
Enfin, d'autres technologies[7], comme l'air comprimé, ou le gravitaire en mer pourraient être utilisées. Néanmoins, le faible retour d'expérience sur ces solutions émergentes incite à la prudence quant aux performances et aux coûts réels. C'est pourquoi elles n'ont pas été intégrées au modèle. Cela n'exclut malgré tout pas leur déploiement après validation des services systèmes que ces technologies peuvent apporter.

8.3.2. Réserve primaire et secondaire

Ces besoins sont pris en compte dans le cadre de l'optimisation du parc avec le model ETEM-GR par l'ajout d'une contrainte sur la réserve. Les résultats sont ensuite validés sur les trois points de fonctionnement étudiés dans le cadre de l'étude dynamique du système électrique avec le modèle PowerFactory.

Outres les batteries Li-Ion en plein essor actuellement, de nombreux autres systèmes de stockage pourraient être utilisés comme par exemple des micro-stations de pompage urbaines, ou des systèmes Red-Ox Flow (batteries à circulation). Pour certains d'entre eux, il n'y a pas ou peu de systèmes en opération. Le choix a donc été fait de ne retenir qu'une seule technologie aujourd'hui prépondérante sur le marché et considérée comme « référente » pour la présente étude – le stockage électrochimique Li-Ion –, en adoptant une approche conservatrice. Nous n'affirmons pas qu'il s'agisse de la seule solution ou de la meilleure solution à développer, mais nous pourrons affirmer selon l'issue de l'étude qu'il existe au moins une solution technique permettant de résoudre certaines problématiques pour un coût donné. Si au terme de son développement une autre solution s'avère capable de répondre au même besoin pour un coût associé inférieur, cela ne sera que bénéfique par rapport aux conclusions de la présente étude.

Au même titre que pour l'ensemble des moyens déployés, l'impact environnemental des systèmes de stockage devra faire l'objet d'une attention particulière.

- Lissage des ENR variables :

Nous prenons l'hypothèse que les équipements de lissage des ENR variables sont installés sur les sites même des principales centrales de production d'énergie – centrale PV ou éolienne.

De ce fait, ces installations de stockage d'électricité bénéficient des équipements de conversion et de raccordement HTA de la centrale. Les coûts additionnels de conversion et de raccordement spécifiquement associés au stockage électrique sont donc divisés par 2 par rapport à une installation sur un site indépendant d'une centrale de production d'électricité. Cependant, en termes de dimensionnement du stockage, cette organisation ne permet pas de bénéficier du foisonnement spatio-temporel entre les différentes centrales.

La technologie retenue en référence pour établir les coûts pour cette fonction est la batterie Li-Ion. Les coûts ont été rapportés à une installation type unitaire 1MW – 2 MWh, c'est-à-dire une autonomie de 2

[7] Nous citons ici deux technologies portées par au moins un développeur sur les territoires insulaires. La liste n'est évidemment pas exhaustive, d'autres technologies de stockage électrochimique existent, ainsi que le stockage hydrogène, la méthanation, et de nombreuses autres options sont aussi possibles. Chacune présente des avantages propres qui doivent être confrontés à la situation spécifique de l'île par rapport à la technologie retenue comme référente pour la présente étude. Ce travail est hors du cadre de la présente mission.

heures par MW installé. La taille des projets a un impact significatif sur leur coût. Les installations envisagées dans le cadre de cette étude sont des installations de grande taille, et donc à positionner plutôt sur le bas de la fourchette de coût des projets existants, par effet d'échelle.

Les éléments suivants ont servi de base à l'élaboration d'une structure de coût de référence, avant d'être ajustée par arbitrage du COPIL de l'étude. Les éléments suivants ont été pris en compte dans l'élaboration de la structure référence des batteries 2h :

- Les coûts d'investissement ont été estimés à partir de l'hypothèse basse du rapport *Lazard's levelized cost of storage analysis, version 1.0, novembre 2015*I, ajusté en déduisant 50% des coûts SCADA – pour tenir compte de la localisation sur une centrale de production d'énergie –, puis une augmentation de 10% à titre de marge, cumulée par une seconde augmentation de 20% pour tenir compte du contexte spécifique au territoire étudié. Ceci donne des coûts CAPEX de 1,14 €/W - soit 0,57 €/Wh pour une installation en 2015.

- A titre de comparaison, selon le rapport, *Renew economy de la Deutsche Bank de mars 2015*, les coûts d'investissement des projets de stockage d'énergie étaient compris entre 0,617€/W et 2,3€/W.

- La durée de vie des équipements de conversion et de raccordement, hors onduleur est estimée à 30 ans. Celle des cellules des batteries étant nettement inférieure, leur remplacement a été pris en compte dans le calcul des charges sous la forme d'un provisionnement. L'ensemble des charges sont prises dans les charges variables. Celles-ci ont été calculées sur la base de l'estimation du rapport Lazard, précédemment cité, augmentées du coût d'un remplacement de l'onduleur et des cellules de la batterie à 15 ans sur une durée de 30 ans, correspondant à une durée de vie des batteries de 5 500 cycles en régime C/2 à 100% de DOD à raison de deux cycles par jour à 50% DOD.

- Les charges variables ainsi estimées sont de 0,014 €/kWh délivré, hors coût de l'énergie. Notons ici que ces charges ne correspondent pas aux charges totales d'une exploitation d'un tel équipement pour laquelle l'électricité stockée dans les batteries doit être achetée. Toutefois, nous ne faisons pas ici l'évaluation des coûts du point de vue de l'exploitant, qui aurait aussi en recette la vente de l'électricité stockée, mais du point de vue de la collectivité sur l'ensemble du système électrique. Enfin, les charges de gardiennage sont considérées couvertes par les gardiennages des centrales dans lesquelles les installations se trouvent.

- *Bloomberg New Energy Finance* a estimé le taux d'apprentissage en 2015 des systèmes de stockage électrochimique à 22%, et anticipe un doublement de la capacité de production d'ici 2021, confirmé par la dynamique des projets en cours de développement, que ce soit au niveau des fabricants (Gigafactory de Tesla, TERRA E en Allemagne), ou des projets (Queensland – 4GWh de batteries en Australie dont 20% mis en service en 2018, résultats des AO CRE en France, etc.).

La structure référence des coûts ainsi obtenue à 2015 est la suivante :

Structure des coûts en 2015 – lissage des ENR variables	€/kWh
CAPEX	**571**
CAPEX – Volet DC	360
CAPEX – Volet AC	42
CAPEX – Autres	30
CAPEX – Contexte insulaire	80
CAPEX – Marge	48
OPEX	**14,5**

OPEX - O&M	7,2
OPEX - Provision sur le remplacement des cellules	6,3
OPEX - Provision sur le remplacement des onduleurs	1,0

Tableau 11 : Décomposition des coûts références du stockage pour lissage des ENR variables

A partir de cette structure référence des coûts, le COPIL a arbitré pour le modèle économique de batteries 2h suivant :

Paramètres économiques année initiale	
Année 0	2020
Investissement (€/W)	1.14
Charge fixe (€/kW/an)	0
Charge variable (€/kWh)	0.014
Paramètres économique année de doublement	
Année doublement	2025
Investissement (€/W)	0.89
Charge fixe (€/kW/an)	0
Charge variable (€/kWh)	0.014
Evolution temporelle	
Learning rate entre année initiale et année doublement	22.00%
Evolution annuelle de la production (%/an)	0.00%
Actualisation	5.25%
Durée de vie (ans)	30
Investissement plancher dans le temps (€/W)	0.457

Tableau 12 : Décomposition des coûts du stockage pour lissage des ENR variables retenu pour le territoire de Mayotte.

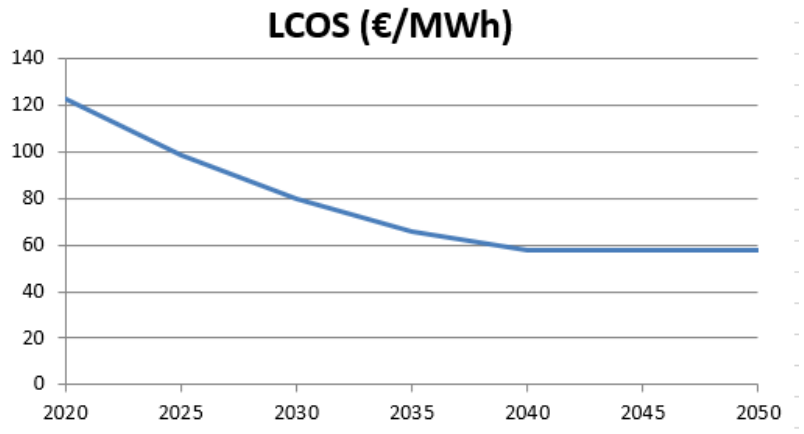


Figure 44 - Projection du LCOS des systèmes de stockage pour lissage de la production ENR variable

Enfin, le rendement « grid to grid » de l'installation est fixé à 90% - rapport entre l'énergie injectée sur le réseau à la décharge et l'énergie soutirée pour la charge, hors auxiliaires (climatisation, etc.) dont la nature dépendra des technologies de stockage qui seront déployées.

- Gestion de l'aléa sur la demande électrique et de la pointe en particulier :

Outre la réserve que peut fournir le parc de centrales à énergie de stock – telles que bagasse, biomasse, hydroélectrique, dont la puissance dépend de la nature des technologies dans laquelle l'optimiseur investi –, nous faisons l'hypothèse que les éventuels équipements additionnels de gestion de la pointe de la demande et des aléas sur la demande électrique sont installés au niveau des postes sources. Dans cette situation, la totalité des équipements de conversion et de raccordement sont nécessaires.
La technologie retenue en référence pour établir les coûts pour cette fonction est la batterie Li-Ion. Les coûts ont été rapportés à une installation type unitaire 1 MW – 4 MWh.

De façon similaire au cas précédent, une structure de coût référence a été établie, avant d'être ajustée par arbitrage du COPIL de l'étude. Ainsi, les éléments suivants ont servi à l'élaboration d'un coput référence :

- les coûts d'investissement ont été estimés à partir de l'hypothèse basse du rapport *Lazard's levelized cost of storage analysis, version 1.0, novembre 2015*, augmentée d'une marge de 10%, et cumulée par une seconde augmentation de 20% pour tenir compte du contexte insulaire. Ceci donne un coût de 2,44 €/W – soit 0,61 €/Wh pour une installation en 2015.

- En considérant un nombre de 6 000 cycles des batteries en régime C/4 à 100% de DOD, nous estimons une durée de vie de 12 ans à raison de 2 cycles par jour à 70% DOD. Comment précédemment, nous prenons l'hypothèse d'une durée de vie du système dans son ensemble du double de celle des cellules, soit 24 ans avec un remplacement des cellules et des onduleurs sur la période, provisionné dans les charges.

- Les charges variables sont alors estimées à 0,016 €/kWh à partir des éléments du rapport Lazard, précédemment cité. Celles-ci sont donc sensiblement supérieures au cas précédent du fait de la réduction de la durée de vie, et donc de la période d'amortissement.

La structure de coûts références ainsi obtenue pour 2015 est la suivante :

Structure des coûts en 2015 – aléas et pointe	€/kWh
CAPEX	**611**
CAPEX – Volet DC	360
CAPEX – Volet AC	42
CAPEX – Autres	60
CAPEX – Contexte insulaire (+20%)	93
CAPEX – Marge (+10%)	56
OPEX	**16,3**
OPEX - O&M	7,2
OPEX - Provision sur le remplacement des cellules	7,9
OPEX - Provision sur le remplacement des onduleurs	1,2

Tableau 13 : Décomposition des coûts références du stockage pour couverture de l'aléa et de la pointe

A partir de cette structure référence des coûts, le COPIL a arbitré pour le modèle économique de batteries 4h suivant :

Paramètres économiques année initiale	
Année 0	2020
Investissement (€/W)	2.44
Charge fixe (€/kW/an)	0

Charge variable (€/kWh)	0.016
Paramètres économique année de doublement	
Année doublement	2025
Investissement (€/W)	1.90
Charge fixe (€/kW/an)	0
Charge variable (€/kWh)	0.016
Evolution temporelle	
Learning rate entre année initiale et année doublement	22.00%
Evolution annuelle de la production (%/an)	0.00%
Actualisation	5.25%
Durée de vie (ans)	24
Investissement plancher dans le temps (€/W)	0.977

Tableau 14 : Décomposition des coûts du stockage pour lissage des ENR variables retenu pour le territoire de Mayotte.

Le LCOS correspondant à ces éléments varie de 107 €/MWh en 2020 à 52 €/MWh en 2050 comme illustré par le graphique suivant :

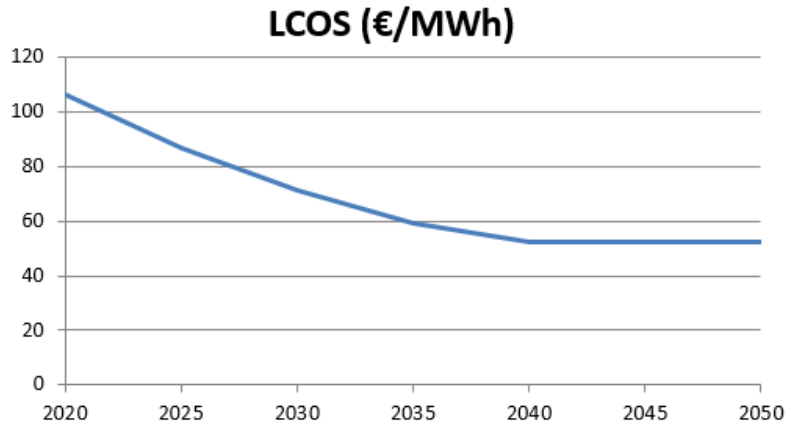


Figure 45 : Projection du LCOS des systèmes de stockage pour couverture de l'aléa et de la pointe

Le rendement *grid to grid* de l'installation est ici aussi fixé à 90% - rapport entre l'énergie injectée sur le réseau et l'énergie soutirée du réseau, hors auxiliaire (climatisation, etc.).

9. Résultats techniques des optimisations

Cette section décrit les résultats techniques de l'optimisation des trajectoires de transition énergétique du système électrique pour les 4 scénarios retenus :

- 100% ENR favorable,
- 100% ENR Potentiels élargis,
- Autonomie élargie
- Autonomie optimale.

L'analyse économique de ces résultats est détaillée au paragraphe 12 de ce rapport.

Pour chaque scénario, après avoir précisé les paramètres structurants, nous présentons dans un premier temps une fiche « résumé » du système électrique (mix de production, capacités installées, etc.) obtenu en 2050 ainsi que son évolution entre 2020 et 2050 par pas de 5 ans.

Ensuite, les évolutions du système électrique selon les différents scénarios sont comparées filière par filière.

Puis, nous comparons l'état du système électrique à 2050 avec une analyse plus fine des systèmes électriques obtenus par filière et par poste source ainsi que la validation du plan de production issue des simulations de dispatch.

Les quatre scénarios de transition ici explorés sont basé sur la prise en compte d'un unique scénario référence d'évolution de la demande énergétique annuelle, caractérisé par de fortes actions de Maîtrise de la Demande Energétique.

La sensibilité des solutions obtenues à une variation à la hausse de la demande est explorée dans une section dédiée en fin de ce chapitre (section 9.9).

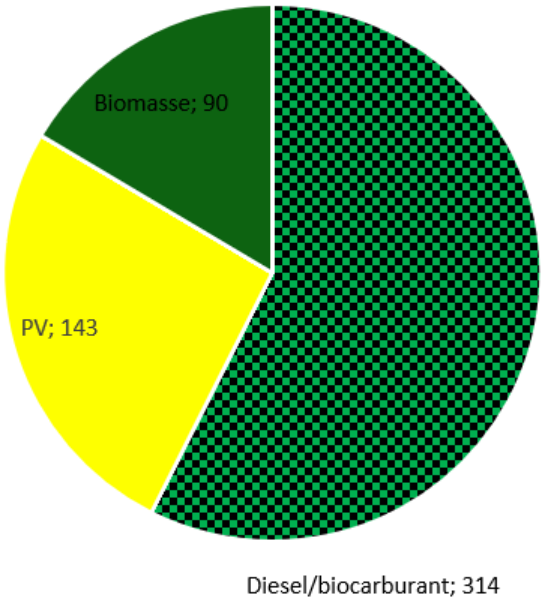
9.1. Scénario 1 : 100% ENR Potentiels favorables

Rappel des paramètres structurants

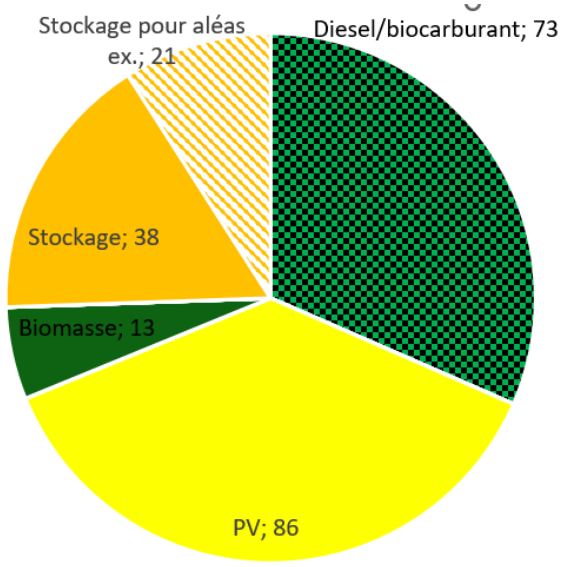
Eléments de contexte		
Objectif autonomie		Sans
Accès aux potentiels ENR		Niv1-Favorables
Potentiels ENR maximum additionnels à 2050 (Niv1 seulement)		
Photovoltaïque [MW]		**59**
Eolien terrestre [MW]		**0**
Eolien offshore [MW]		**0**
	Année de disponibilité	-
Hydraulique [MW]		**0**
Hydraulique - Micro-STEP [MW/MWh]		0
	Année de disponibilité	-
Hydraulique - STEP marine [MW/MWh]		0
	Année de disponibilité	-
Biomasse [MW]		**12**
Biomasse locale [GWh/an]*		**0**
Biomasse - Bagasse [ha surfaces additionnelles]		0
Biomasse - Paille de canne [% surfaces récoltables]		0
Biomasse - Canne fibre [ha surfaces additionnelles]		0
Biomasse - Déchets verts [% de la collecte]		0
Biomasse - Bois-énergie [ha surfaces exploitées]		0
Géothermie [MW]		**0**
	Année de disponibilité	-
Houlomoteur [MW]		**0**
	Année de disponibilité	-

Résultats : Scénario « 100% ENR Potentiels favorables » Bilan 2050

Mix énergétique (GWh)



Parc Installé (MW)



Demande Dont VE	529 GWh 120 GWh
Taux ENR du MIX Dont ENR locales Dont ENR variables	100% 26% 26%
Parc ENR Dont ENR variables	173 MW 86 MW
Stockage (électrochimique + STEP) Puissance Energie	 59 MW 217 MWh
Renforcement réseau	0 MW

Figure 46 – Bilan 2050 - Scénario « 100% ENR Potentiels favorables »

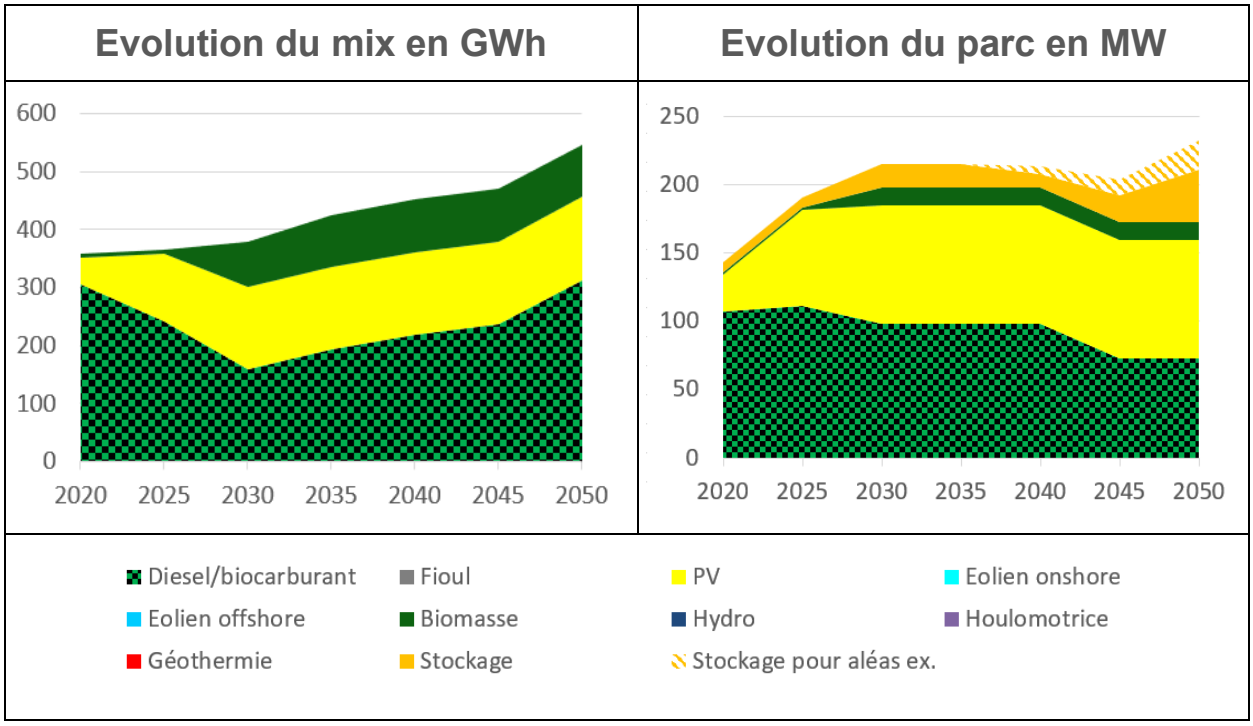


Figure 47 – Trajectoire 2020-2050 - Scénario « 100% ENR Potentiels favorables »

L'évolution du mix montre la réduction limitée de l'usage du diesel jusqu'à 2030, compensée par le déploiement progressif de la filière photovoltaïque conjointement au stockage. Cette filière locale est complétée par l'ajout de 12 MW de biomasse importée.

Ce scénario se caractérise par le plafonnement des capacités photovoltaïques, qui représente l'ensemble des ENR disponibles localement dans ce scénario, et nécessite tout de même l'usage à pleine capacité de la biomasse importée.

Une fois les potentiels ENR saturés, l'énergie additionnelle à fournir correspond à une hausse de l'usage des combustibles importés.

Le parc de moteur non déclassé, de 73 MW, converti aux biocarburants, reste nécessaire dans ce scénario pour sécuriser le système électrique sur les périodes les plus critiques d'un point de vue météo.

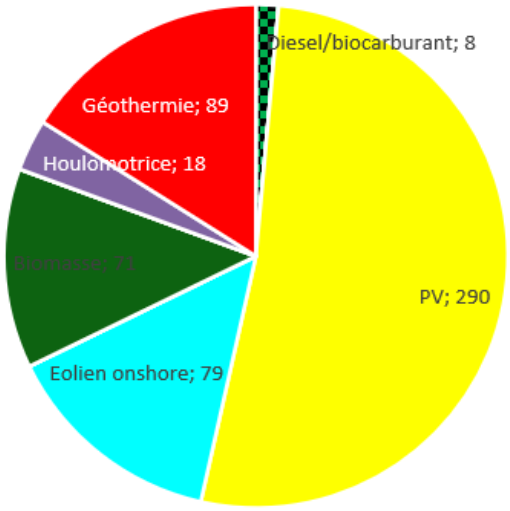
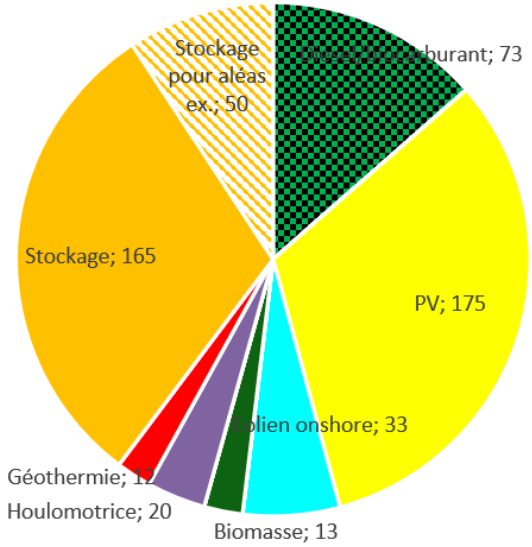
Aucun renforcement de réseau n'est à noter dans ce scénario, ce qui est cohérent avec le déploiement décentralisé de filière photovoltaïque, dont les variations de productions sont absorbées par des batteries déployées localement.

Note : Les capacités de stockages apparaissant en hachurés sont un parc de stockage additionnel, cyclant très peu, uniquement utilisé pour pallier les conditions météos critiques rencontrées ponctuellement. Ce parc additionnel a été identifié lors de la validation du plan de production (chapitre 10) à posteriori de la recherche de l'optimum réalisé avec le logiciel ETEM

9.2. Scénario 2 : 100% ENR Potentiels élargis

Rappel des paramètres structurants

Eléments de contexte		
Objectif autonomie		Sans
Accès aux potentiels ENR		Niv2 après épuisement Niv1
Potentiels ENR maximum additionnels à 2050 (Niveaux 1 et 2)		
Photovoltaïque [MW]		**147**
Eolien terrestre [MW]		**33**
Eolien offshore [MW]		**100**
	Année de disponibilité	2040
Hydraulique [MW]		**0**
Hydraulique - Micro-STEP [MW/MWh]		0
	Année de disponibilité	-
Hydraulique - STEP marine [MW/MWh]		0
	Année de disponibilité	-
Biomasse [MW]		**12**
Biomasse locale [GWh/an]*		**0**
Biomasse - Bagasse [ha surfaces additionnelles]		0
Biomasse - Paille de canne [% surfaces récoltables]		0
Biomasse - Canne fibre [ha surfaces additionnelles]		0
Biomasse - Déchets verts [% de la collecte]		0
Biomasse - Bois-énergie [ha surfaces exploitées]		0
Géothermie [MW]		**40**
	Année de disponibilité	12MW à 2030 40MW à 2040
Houlomoteur [MW]		**20**
	Année de disponibilité	2040

Résultats : Scénario « 100% ENR Potentiels élargis » Bilan 2050	
Mix énergétique (GWh)	**Parc Installé (MW)**
	

Demande	529 GWh
Dont VE	120 GWh
Taux ENR du MIX	100%
Dont ENR locales	86%
Dont ENR variables	70%
Parc ENR	326 MW
Dont ENR variables	228 MW
Stockage (électrochimique + STEP)	
Puissance	215 MW
Energie	521 MWh
Renforcement	3 MW

Figure 48 – Bilan 2050 - Scénario « 100% ENR Potentiels élargis»

Evolution du mix en GWh	Evolution du parc en MW

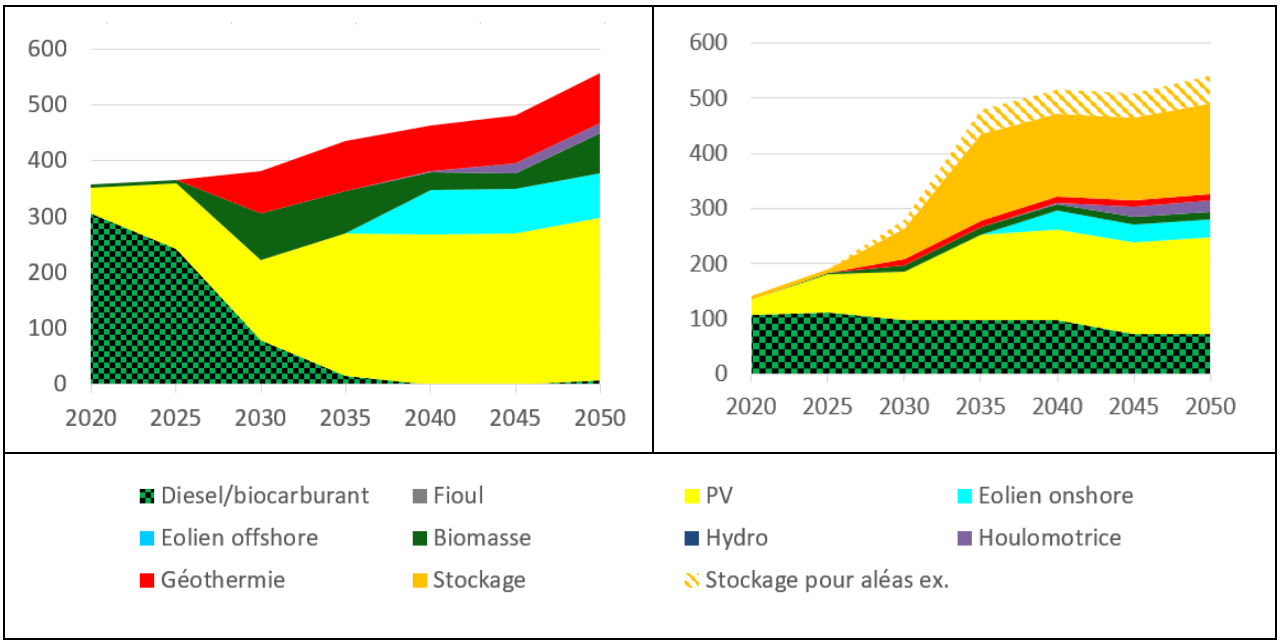


Figure 49 – Trajectoire 2020-2050 - Scénario « 100% ENR Potentiels élargis »

Le potentiel photovoltaïque, réhaussé du fait de l'ouverture des potentiels sous contraintes, est une nouvelle fois exploité quasiment jusqu'à saturation.

Les filières géothermie, houlomoteur et éolien terrestre font également leurs entrées, suffisantes pour diminuer drastiquement la consommation de diesel / biocarburant importé.

Ce mix se caractérise à 2050 par une part plus importante d'énergie météo dépendante, nécessitant alors un parc de stockage beaucoup plus développé qu'en scénario 1.

Une unique ligne nécessite un renforcement mineur dans ce scénario :

- Dzaoudzi – Pamandzi, afin d'acheminer l'énergie issue de la filière géothermique jusqu'au réseau HTB du territoire.

Note : Les capacités de stockages apparaissant en hachurés sont un parc de stockage additionnel, cyclant très peu, uniquement utilisé pour pallier les conditions météos critiques rencontrées ponctuellement. Ce parc additionnel a été identifié lors de la validation du plan de production (chapitre 10) à posteriori de la recherche de l'optimum réalisé avec le logiciel ETEM

9.3. Scénario 3 : Autonomie potentiels élargis

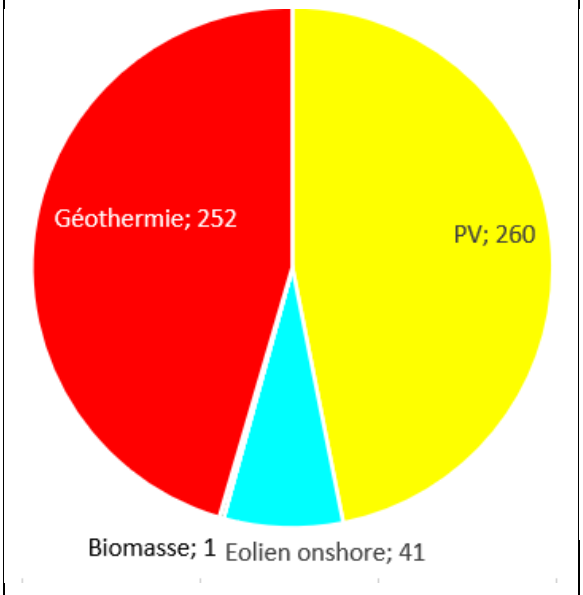
Rappel des paramètres structurants

Eléments de contexte		
Objectif autonomie		OUI-100%
Accès aux potentiels ENR		Niv2 après épuisement Niv1
Potentiels ENR maximum additionnels à 2050 (Niveaux 1 + 2)		
Photovoltaïque [MW]		**147**
Eolien terrestre [MW]		**33**
Eolien offshore [MW]		**100**
	Année de disponibilité	2040
Hydraulique [MW]		**0**
Hydraulique - Micro-STEP [MW/MWh]		0
	Année de disponibilité	-

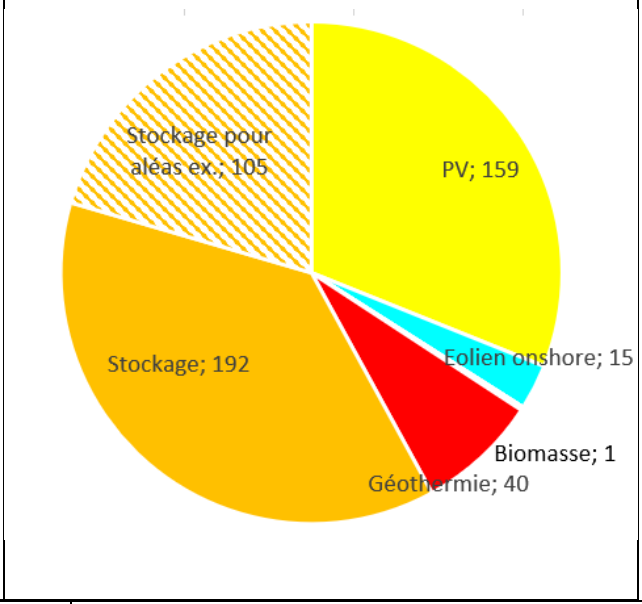
Hydraulique - STEP marine [MW/MWh]		0
	Année de disponibilité	-
Biomasse [MW]		**0**
Biomasse locale [GWh/an]*		**0**
Biomasse - Bagasse [ha surfaces additionnelles]		0
Biomasse - Paille de canne [% surfaces récoltables]		0
Biomasse - Canne fibre [ha surfaces additionnelles]		0
Biomasse - Déchets verts [% de la collecte]		0
Biomasse - Bois-énergie [ha surfaces exploitées]		0
Géothermie [MW]		**40**
	Année de disponibilité	12MW à 2030 40MW à 2040
Houlomoteur [MW]		**20**
	Année de disponibilité	2040

Résultats : Scénario « Autonomie potentiels élargis » Bilan 2050

Mix énergétique (GWh)



Parc Installé (MW)



Demande	529 GWh
Dont VE	120 GWh
Taux ENR du MIX	100%
Dont ENR locales	100%
Dont ENR variables	54%
Parc ENR	215 MW
Dont ENR variables	174 MW
Stockage	
Puissance	297 MW
Energie	958 MWh
Renforcement réseau	23 MW

Figure 50 – Bilan 2050 - Scénario « Autonomie potentiels élargis »

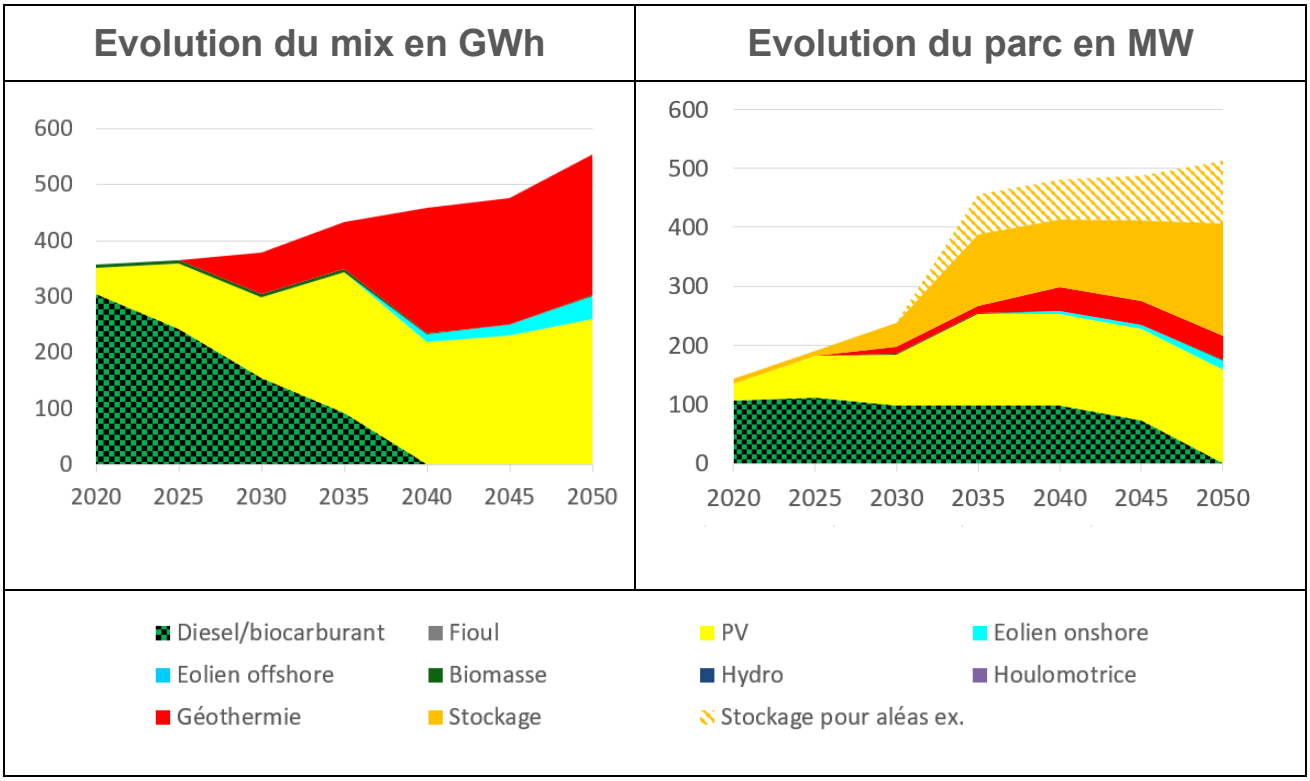


Figure 51 – Trajectoire 2020-2050 - Scénario « Autonomie potentiels élargis »

L'autonomie énergétique imposée à 2050 dans ce scénario implique la suppression des moteurs et des importations de biomasse. Ces suppressions sont compensées par un déploiement plus important de la géothermie, dont le potentiel est alors utilisé pleinement.
La quantité d'énergie dispatchable restant limitée, le système est également contraint d'installer des capacités de stockages plus importantes, ceci afin de mieux valoriser les surplus d'énergie météo dépendant tout en garantissant une couverture des creux de production ENR variables.

Une unique ligne nécessite un renforcement, dans ce scénario :

- Dzaoudzi – Pamandzi, afin d'acheminer l'énergie issue de la filière géothermique jusqu'au réseau HTB du territoire. La puissance de ce renforcement est accrue par rapport au scénario 2, ce qui est cohérent avec l'augmentation de la puissance géothermique valorisée.

Note : Les capacités de stockages apparaissant en hachurés sont un parc de stockage additionnel, cyclant très peu, uniquement utilisé pour pallier les conditions météos critiques rencontrées ponctuellement. Ce parc additionnel

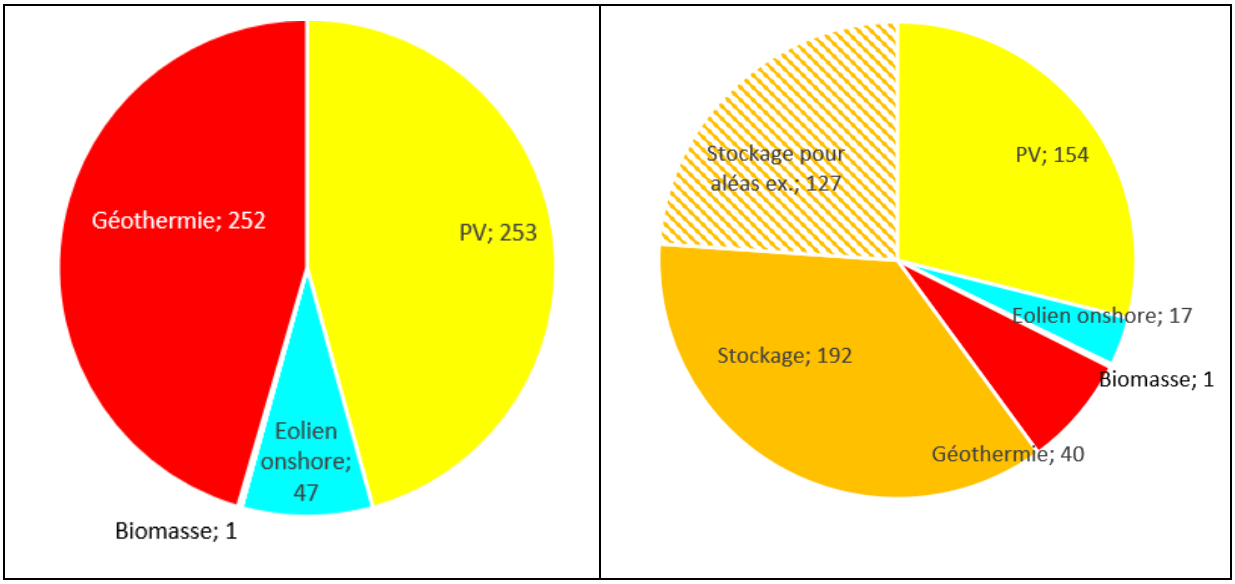
a été identifié lors de la validation du plan de production (chapitre 10) à posteriori de la recherche de l'optimum réalisé avec le logiciel ETEM

9.4. Scénario 4 : Autonomie Optimale

Rappel des paramètres structurants

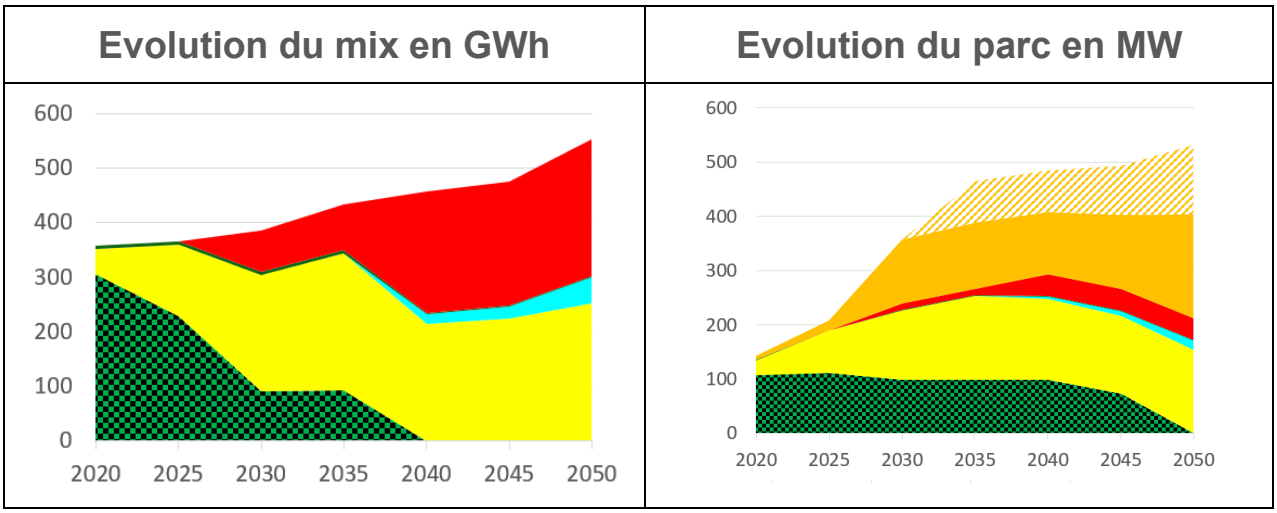
Eléments de contexte		
Objectif autonomie		100%
Accès aux potentiels ENR		Niveaux 1 et 2
Potentiels ENR maximum additionnels à 2050 (Niveaux 1 et 2)		
Photovoltaïque [MW]		**147**
Eolien terrestre [MW]		**33**
Eolien offshore [MW]		**100**
	Année de disponibilité	2040
Hydraulique [MW]		**0**
Hydraulique - Micro-STEP [MW/MWh]		0
	Année de disponibilité	-
Hydraulique - STEP marine [MW/MWh]		0
	Année de disponibilité	-
Biomasse [MW]		**0**
Biomasse locale [GWh/an]*		**0**
Biomasse - Bagasse [ha surfaces additionnelles]		0
Biomasse - Paille de canne [% surfaces récoltables]		0
Biomasse - Canne fibre [ha surfaces additionnelles]		0
Biomasse - Déchets verts [% de la collecte]		0
Biomasse - Bois-énergie [ha surfaces exploitées]		0
Géothermie [MW]		**40**
	Année de disponibilité	12MW à 2030 40MW à 2040
Houlomoteur [MW]		**20**
	Année de disponibilité	2040

Résultats : Scénario « Autonomie Optimal » Bilan 2050	
Mix énergétique (GWh)	**Parc Installé (MW)**



Demande	529 GWh
Dont VE	120 GWh
Taux ENR du MIX	100%
Dont ENR locales	100%
Dont ENR variables	54%
Parc ENR	212 MW
Dont ENR variables	171 MW
Stockage	
Puissance	319 MW
Energie	1046 MWh
Renforcement	23 MW

Figure 52 – Bilan 2050 - Scénario « Autonomie Optimale »



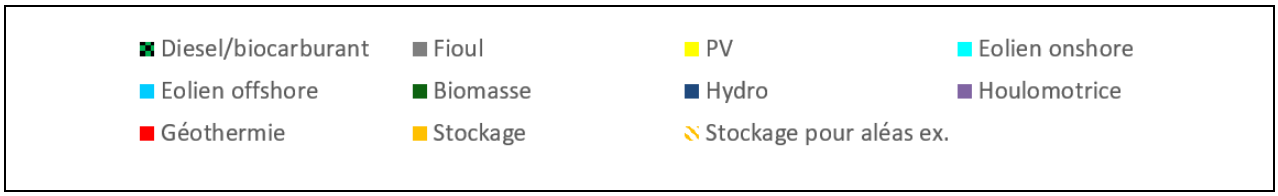


Figure 53 – Trajectoire 2020-2050 - Scénario « Autonomie Optimale »

Tout comme pour le scénario 3, l'autonomie énergétique imposée dans ce scénario à 2050 implique la suppression des moteurs et des importations de biomasse compensée par le développement de la géothermie.

Les arbitrages entre les filières obtenus pour ce scénario sont quasi identiques à ceux du scénario 3.

Note : Les capacités de stockages apparaissant en hachurés sont un parc de stockage additionnel, cyclant très peu, uniquement utilisé pour pallier les conditions météos critiques rencontrées ponctuellement. Ce parc additionnel a été identifié lors de la validation du plan de production (chapitre 10) à posteriori de la recherche de l'optimum réalisé avec le logiciel ETEM

9.5. Synthèse des résultats techniques d'optimisation

Les tableaux ci-après récapitulent l'ensemble des paramètres des scénarios ainsi que les résultats d'optimisation.

	Scénario 1 100% ENR Potentiels favorables	Scénario 2 100% ENR Potentiels élargis	Scénario 3 Autonomie potentiels élargis	Scénario 4 Autonomie Optimale
Eléments 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
Potentiels ENR maximum additionnels à 2030				
Photovoltaïque [MW]	**59**	**147**	**147**	**147**
Eolien terrestre [MW]	**0**	**33**	**33**	**33**
Eolien offshore [MW]	**0**	**100**	**100**	**100**
Année de disponibilité	-	2040	2040	2040
Hydraulique [MW]	**0**	**0**	**0**	**0**
Hydraulique - Micro-STEP [MW/MWh]	0	0	0	0
Année de disponibilité	-	-	-	-
Hydraulique - STEP marine [MW/MWh]	0	0	0	0
Année de disponibilité	-	-	-	-
Biomasse [MW]	**12**	**12**	**0**	**0**
Biomasse [GWh]	**0**	**0**	**0**	**0**
Biomasse - Bagasse [ha surfaces additionnelles]	0	0	0	0
Biomasse - Paille de canne [% surfaces récoltables]*	0	0	0	0
Biomasse - Canne fibre [ha surfaces additionnelles]	0	0	0	0
Biomasse - Déchets verts [% de la collecte]	0	0	0	0
Biomasse - Bois-énergie [ha surfaces exploitées]	0	0	0	0
Géothermie [MW]	**0**	**40**	**40**	**40**
Année de disponibilité	-	12MW à 2030 40MW à 2040	12MW à 2030 40MW à 2040	12MW à 2030 40MW à 2040
Houlomoteur [MW]	**0**	**20**	**20**	**20**
Année de disponibilité	-	2040	2040	2040

Ces valeurs ne concernent que les terres mécanisables

Tableau 15 – 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	26%	70%	100%	100%
Parc ENR (MW)	173	326	215	212
dont ENR variable	86	228	174	171
Stockage (MW/MWh)	59 / 217	215 / 521	297 / 958	319 / 1046
dont stockage 2h	10 / 20	149 / 298	115 / 230	115 / 230
dont stockage 4h	28 / 112	16 / 64	77 / 308	77 / 308
dont stockage additionnel pour aléas extrêmes	21 / 84	50 / 158	105 / 420	127 / 508

Renforcements (MW)	0	2	23	23

Tableau 16 – Principaux résultats des optimisations pour les quatre scénarios

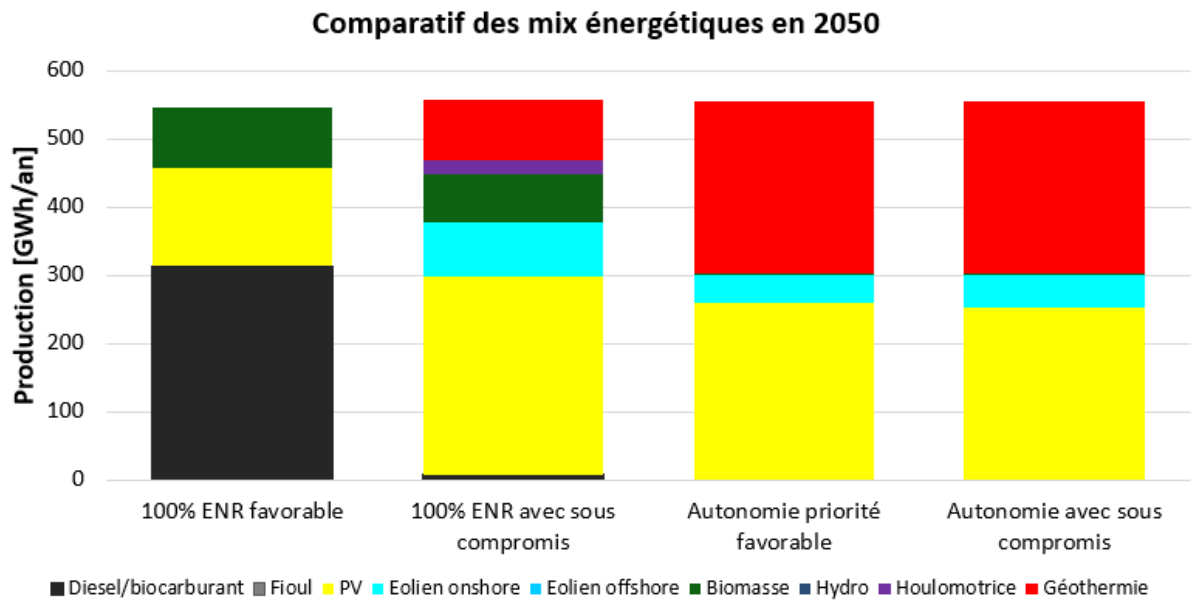


Figure 54 - Comparaison des mix énergétiques en 2050

La géothermie et la biomasse sont deux filières dispatchables clefs sur lesquelles le territoire doit compter pour sécuriser le système électrique dans le cas d'un arrêt de l'utilisation des moteurs diesel/biocarburant.

Cette base dispatchable est complétée par le photovoltaïque ainsi que l'éolien, couplés au stockage, pour répondre à 30 à 65% de la demande (la demande étant identique dans l'ensemble des scénarios).

Quel que soit le scénario autorisant l'accès aux potentiels sous compromis, le potentiel PV est utilisé à quasi-saturation, démontrant l'intérêt de la filière quelle que soit l'ambition du territoire.

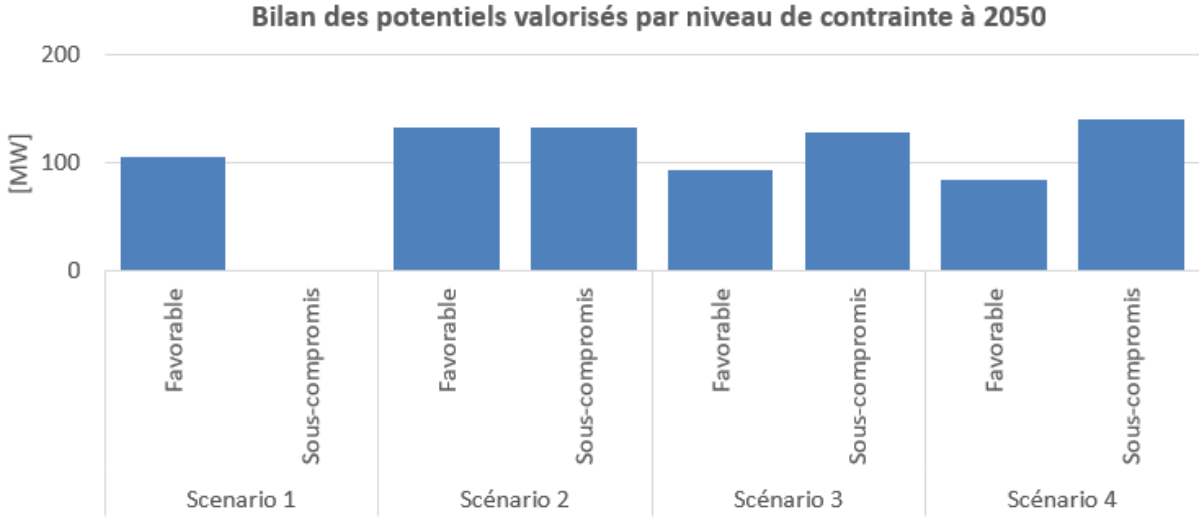


Figure 55 - Bilan des potentiels valorisés par niveau de contrainte à 2050

9.6. 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 biomasse est valorisé, quel que soit le scénario
  - La géothermie est valorisée à son maximum dans les scénarios d'autonomie énergétique, palliant les imports de biomasse et biocombustibles des scénarios 1 et 2.
- Le potentiel photovoltaïque est valorisé à près de 100% quel que soit le scénario et les potentiels ouverts associés.
- L'éolien terrestre est partiellement pertinent.
- Le houlomoteur n'est pas systématiquement valorisé avec les hypothèses économiques retenues pour la présente étude. Son développement semble en compétition avec le déploiement de la géothermie, et n'est retenu que pour le scénario 2, pour lequel la plus-value de la géothermie est moindre, puisqu'un parc biomasse importé permet d'assurer la stabilité du système.
- L'éolien offshore n'est valorisé dans aucun scénario. Les hypothèses économiques retenues, couplées avec les faibles facteurs de charges locaux à Mayotte, ne semblent pas permettre une valorisation économique de la filière.

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	1	13 (100%)	13 (100%)	1 (100%)	1 (100%)
PV	28	86 (100%)	174 (100%) dont 86 MW favorable	159 (91%) dont 86 MW favorable	154 (89%) dont 86 MW favorable
Eolien onshore	0	0 (-)	33 (100%)	15 (45%)	17 (52%)
Eolien offshore	0	0 (-)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)
Géothermie locale	0	0 (-)	12 (30%)	40 (100%)	40 (100%)
Hydroélectricité	0	0 (-)	0 (-)	0 (-)	0 (-)
Houlomoteur	0	0 (0%)	20 (100%)	0 (0%)	0 (0%)
Total ENR (MW)	**29**	**99**	**252**	**215**	**212**

Tableau 17 – Capacités ENR installées en 2050 et taux d'exploitation des potentiels éligibles par scénario

Dans les paragraphes suivants, les baisses de capacités correspondent à la part non renouvelée des sorties en fin de vie des installations de la filière concernée.

Note : le potentiel libéré par une installation existante qui arrive en fin de vie est souvent réinvestit (comme étant un nouveau potentiel qui peut être compétitif). Mais au cas par cas, l'algorithme peut choisir d'investir dans une autre filière à ce pas de temps (pour foisonnement de production), ou pour retarder un réinvestissement.

9.6.1. Filière photovoltaïque

Les évolutions du déploiement de la filière photovoltaïque dans le temps sont similaires dans les scénarios 2, 3 et 4. Ces trois scénarios voient le photovoltaïque se développer selon la progression de la demande, jusqu'à quasi-saturation des potentiels à 2050.

Le scénario 1 voit un parc développé différemment, du fait du potentiel plus réduit dans ce scénario.

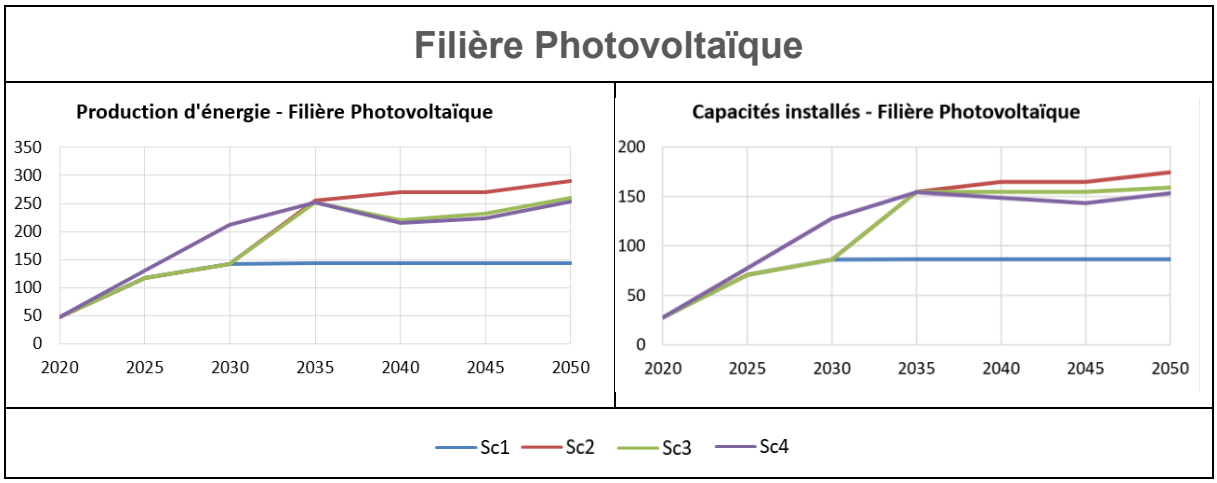


Figure 56 – Trajectoire 2020-2050 – Filière photovoltaïque (gauche : GWh ; droite : MW)

Note : Pour les scénarios 3 et 4, l'arrivée de la géothermie à 2040 induit un retard de réinvestissement dans les parcs PV arrivés en fin de vie à cette date.

9.6.2. Filière éolienne

Deux stratégies apparaissent pour l'éolien terrestre :

- Le scénario 2, dans lequel la biomasse importée est accessible, voit une capacité éolienne être déployé à son maximum dès que la technologie est disponible.
- Dans les scénarios 3 et 4, le développement de l'éolien est plus progressif, puisque la priorité est mise sur le déploiement de la géothermie, qui apporte une énergie potentiellement à coûts plus fort, mais assurant par ailleurs la stabilité du réseau, et évitant ainsi des investissements batteries.

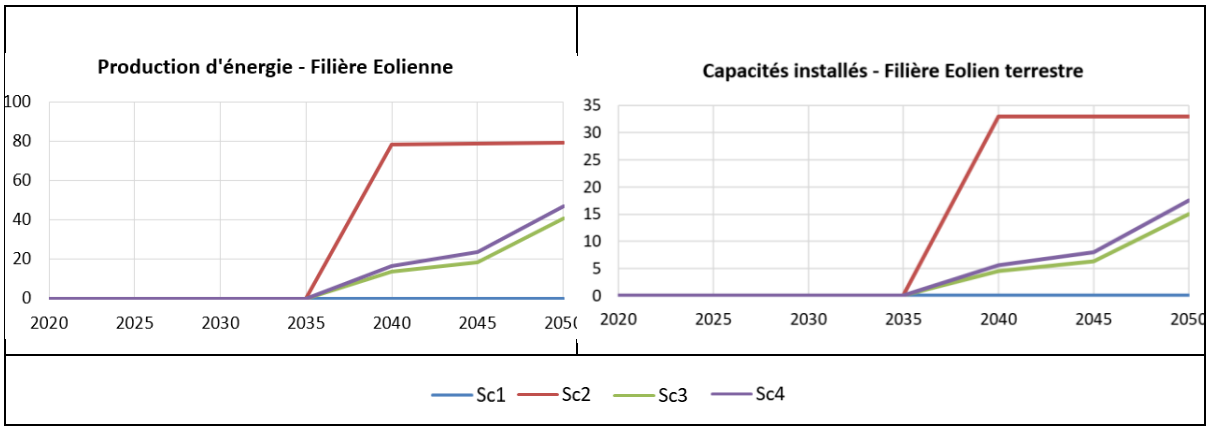


Figure 57 – Trajectoire 2020-2050 – Filière Eolienne (gauche : GWh ; droite : MW)

9.6.3. Filière Biomasse (Thermique à flamme)

Le gisement local de biomasse étant très limité, la biomasse comprend principalement une unité de 13 MW utilisant du combustible importé. Il est donc normal de voir cette filière principalement sur les scénarios 1 et 2. Dans le scénario 2, par rapport au scénario 1, l'ouverture aux potentiels sous contrainte permet dans les années intermédiaires 2040 et 2045 d'avoir accès à des énergies à moindre coûts, occasionnant un creux dans l'utilisation de la biomasse importée. Ce creux disparait progressivement alors que la demande augmente jusqu'en 2050, demandant à la centrale biomasse d'augmenter son facteur de charge.

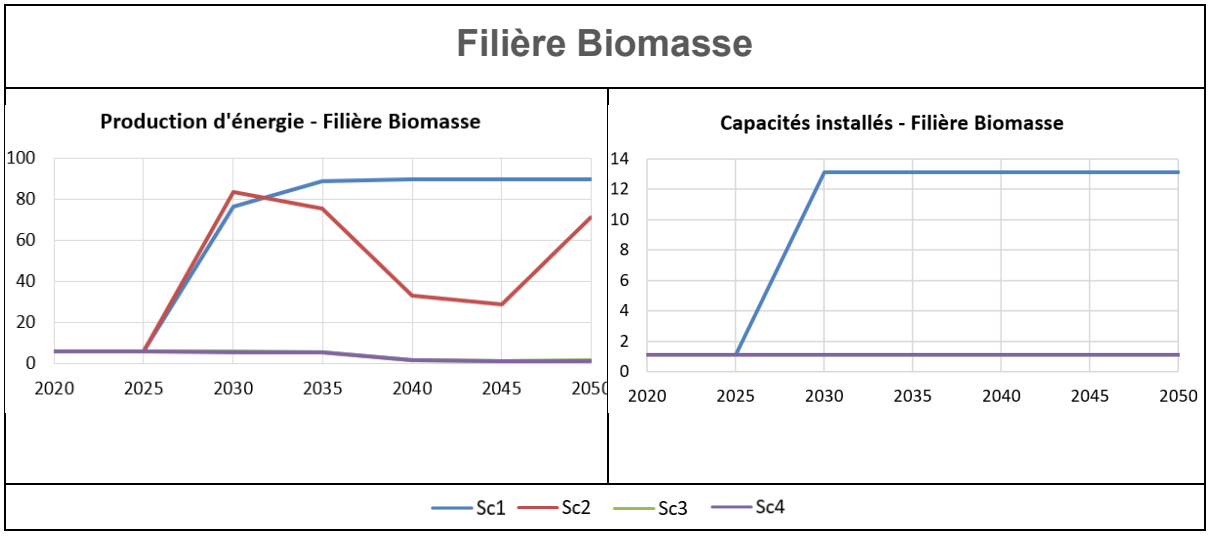


Figure 58 – Trajectoire 2020-2050 – Filière Biomasse (Hors Bagasse) (gauche : GWh ; droite : MW)

9.6.4. Filière thermique (moteur et TAC)

Sous l'effet de l'entrée dans le parc d'une production ENR plus compétitive, la contribution des moteurs et TAC au mix électrique se réduit fortement d'ici 2025 – 2030
Néanmoins, dans une logique de sécurisation de l'approvisionnement électrique face aux aléas climatiques de forte importance ces équipements permettent de réduire les besoins de stockage électrique. Ce point est approfondi dans le chapitre présentant l'analyse de l'équilibre offre-demande.

Faute de gisement ENR locaux suffisants, la filière thermique voit son facteur de charge réaugmenter dans le scénario 1 – dont les potentiels ENR sont limités aux potentiels favorables – à partir de 2030, afin de répondre à la demande croissante.

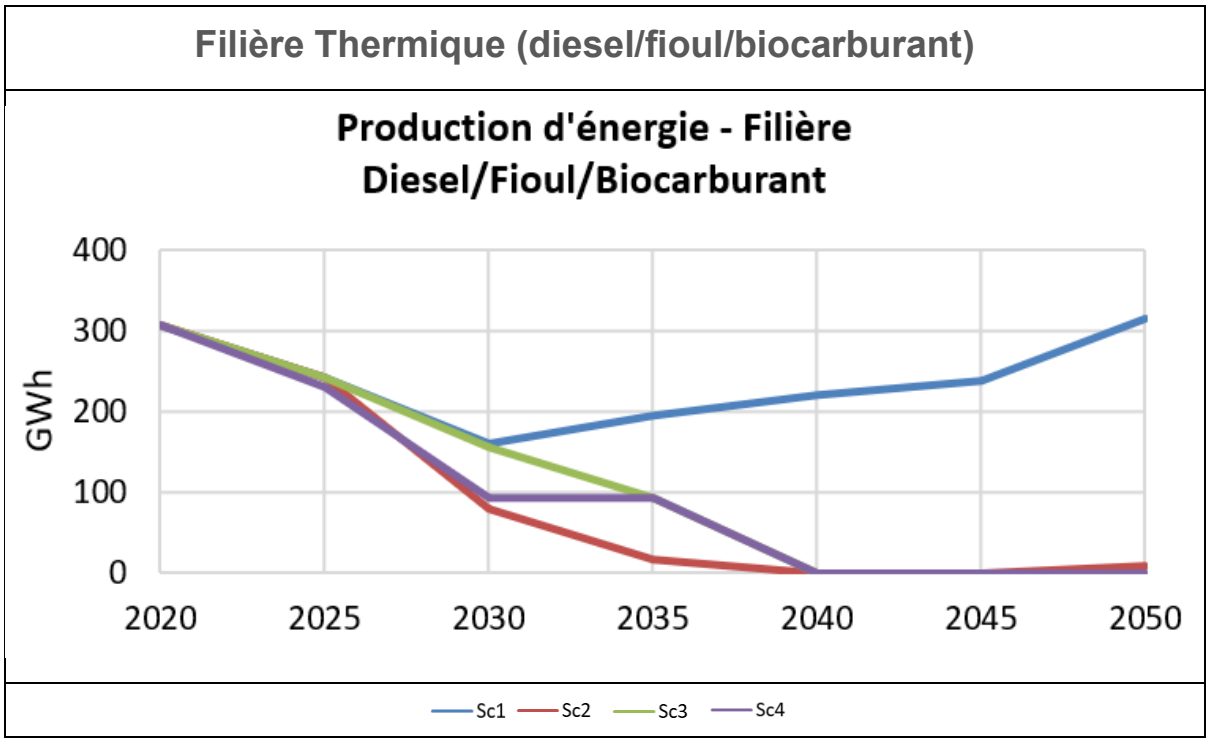


Figure 59 – Trajectoire 2020-2050 – Filière Thermique

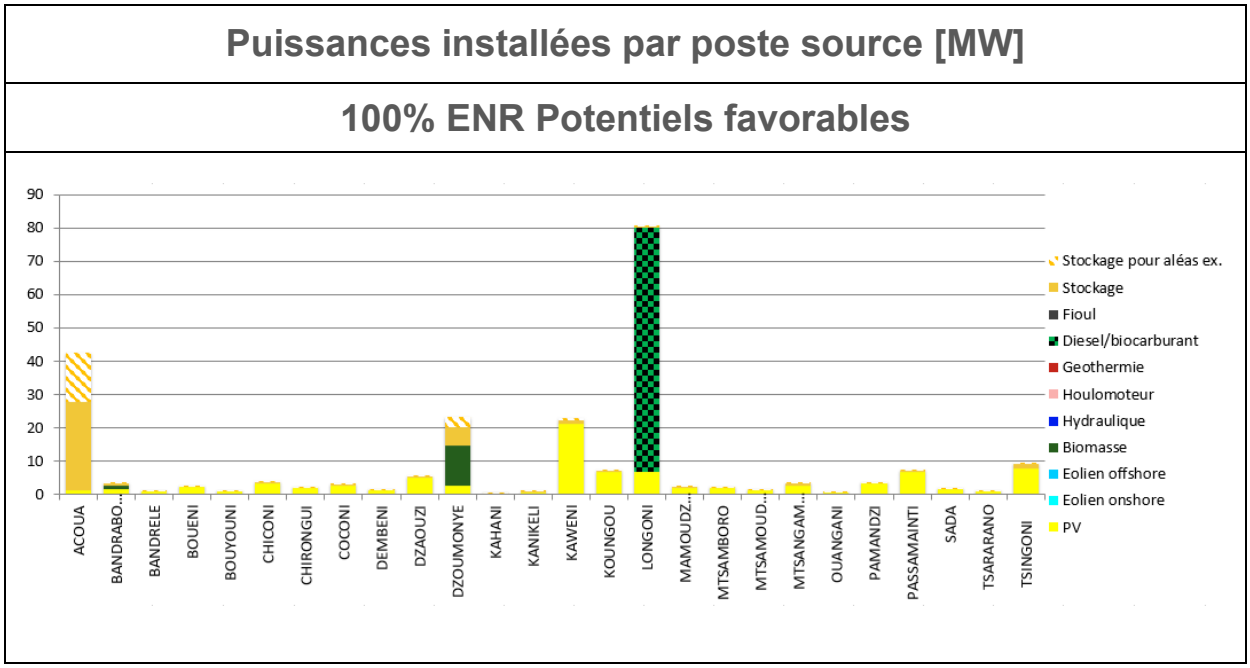
9.7. Analyse détaillée des systèmes électriques à 2050

Les graphiques suivants présentent pour chacun des scénarios, la répartition des puissances installées à chaque poste source pour les différentes filières.
L'analyse géographique de la localisation des potentiels valorisés fait apparaître les principaux postes de développement suivants :

- Petite Terre (Dzaoudzi et Pamandzi), pour le raccordement des potentiels grands parcs de production ENR (géothermie, houlomoteur, et PV sur lagon)
- Kaweni, en tant que plus grand potentiel PV au-delà du PV sur lagon raccordable sur Petite Terre.

Pour l'ensemble des scénarios, l'optimisation converge vers un déploiement des capacités de batteries conjoint avec les puissances PV de chacun des postes.

De manière générale, avec des moyens de production repartis sur l'ensemble de l'île et localisés à proximité de la demande, ces graphes explicitent aussi les faibles besoins en renforcement de réseau mentionnés précédemment.



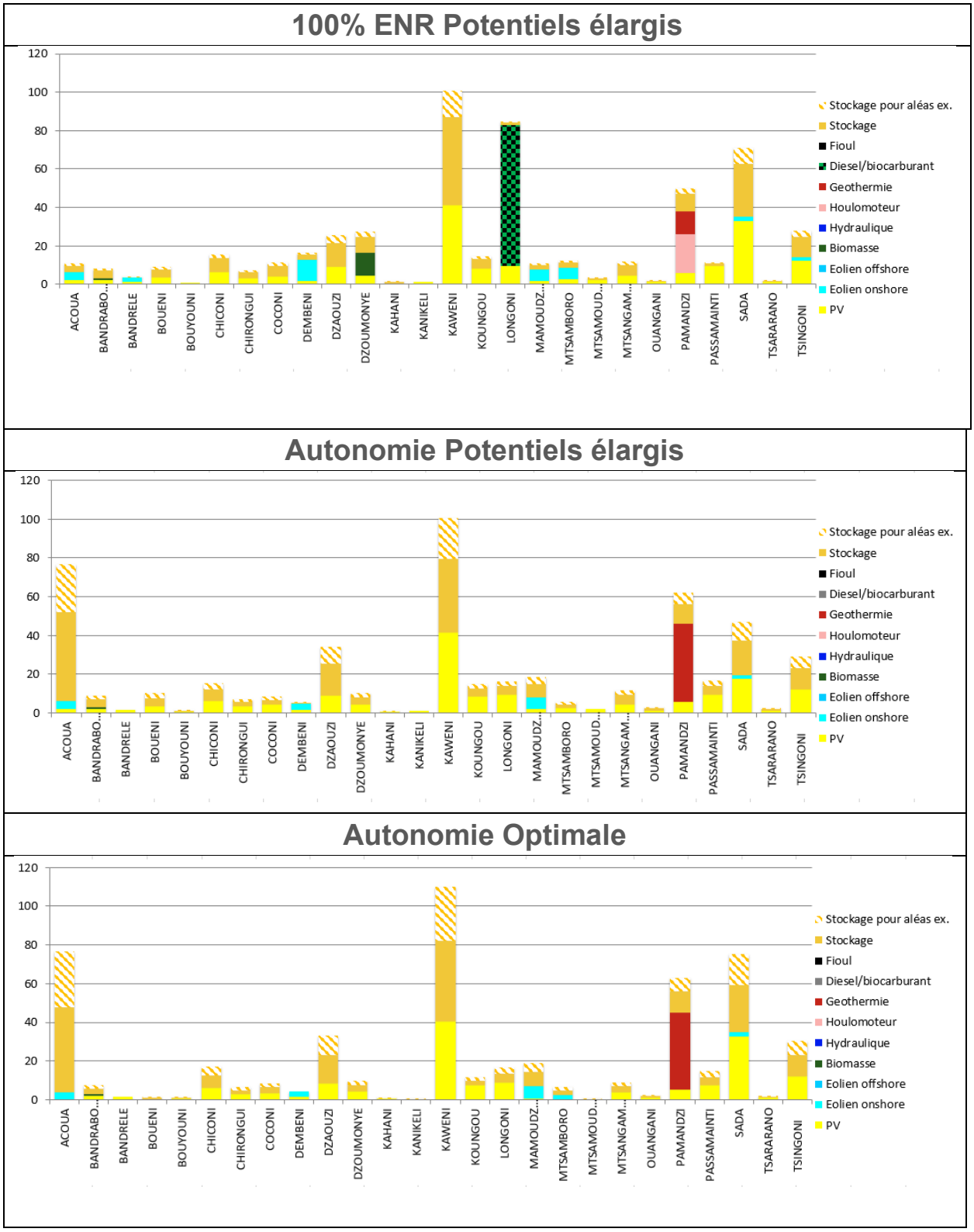


Figure 60 – Puissances installées par poste source à 2050 pour chaque scénario

Notons, pour les scénarios 3 et 4, où l'autonomie énergétique est visée, que l'important volume de stockage placé sur le poste source d'Acoua est principalement un stockage d'énergie destiné à couvrir les situations extrêmes de déséquilibre EOD. Son placement pourrait être réparti sur plusieurs postes sources pour réduire les risques induit par une concentration du stockage en un seul site.

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

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.

[kgCO2eq/kWh] 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
Géothermie	0.045	0	0	0.0450	Base Carbone ADEME	
Hydraulique	0.006	0	0	0.0060	Base Carbone ADEME	
Centrale Fioul-vapeur	0.73	0.0003	0.0092	0.7395	Base Carbone ADEME	Prise en compte de l'approvisionnement pour la partie importée, provenance Europe (7000km) et distance port-centrale 22km
Centrale Biomasse	0.033	0.0023	0.0123	0.0476	Base Carbone ADEME spécifique DOM/COM	Prise en compte de l'approvisionnement pour la partie importée, provenance Afrique du Sud (2900km) et distance port-centrale 25km
Biogaz	0.126	0.0004	0.0098	0.1359	Base Carbone ADEME	Prise en compte de l'approvisionnement pour la partie importée, provenance Europe (7000km) et distance port-centrale 25km
Biodiesel	0.24	0.0003	0.0284	0.2687	Base Carbone ADEME	Trajet Australie-Bordeaux, Bordeaux-Mayotte

Tableau 18 – Facteurs d'émissions CO2 par filière hors ENR variables

[kgCO2eq/kWc/an] Source de production	Facteurs émissions du parc installé	Source	Hypothèses
Photovoltaïque	42	Base Carbone ADEME	Moyenne issue INCER-ACV
Eolien en mer	67.0	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	21.0	Comparative Life Cycle Assessment of Battery Storage Systems for Stationary Applications	

Tableau 19 – Facteurs d'émissions annuels de CO2 par filière pour les ENR variables, exprimés par unité de puissance installée

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.

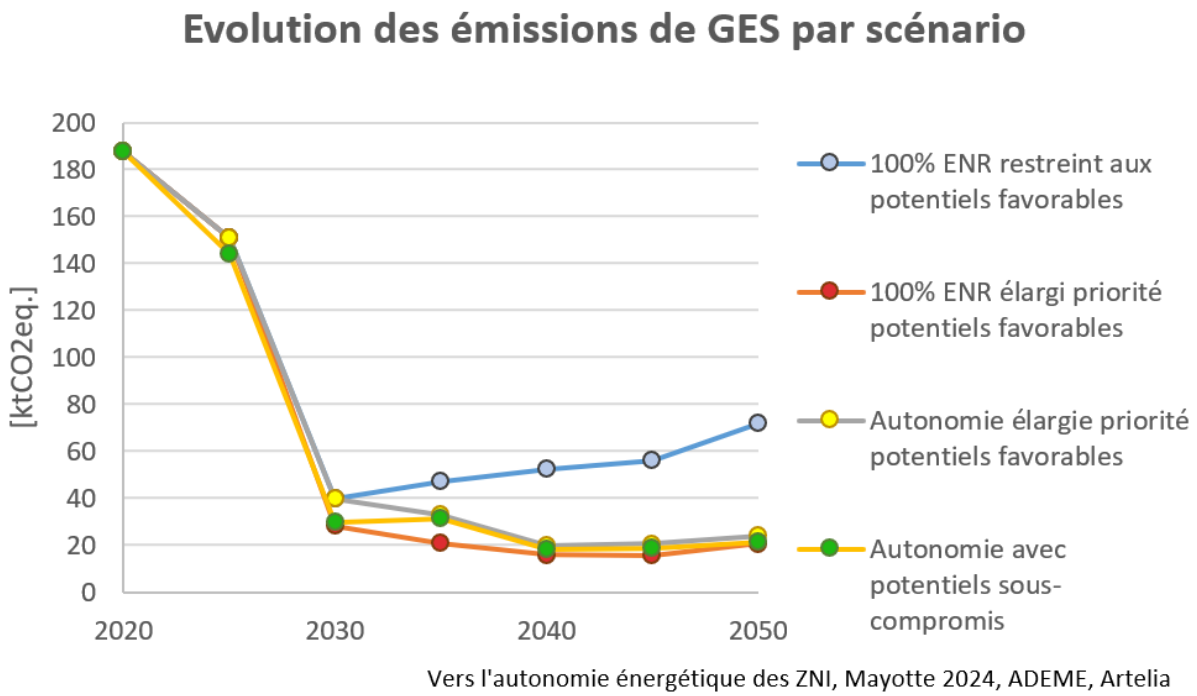


Figure 61 – Evolutions prospectives des émissions annuelles de CO2

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.

9.9. Sensibilité des mix énergétiques obtenus à une variation de la demande

Comme évoqué dans le chapitre décrivant la modélisation de la demande, le scénario référence d'évolution de la demande correspond à une évolution pouvant être jugée minimale de la demande. Ce scénario est caractérisé par des actions fortes de maîtrise de la demande énergétique qui viendraient compenser une part importante de la tendance haussière entraînée par l'accroissement de la population et le déploiement d'infrastructures sur le territoire.

Ce chapitre permet d'identifier les moyens de productions additionnels qui seraient à déployer pour permettre de répondre à une demande plus forte que la demande référence de cette étude à 2050.

La sensibilité du mix est testée dans ce chapitre pour une énergie annuelle additionnelle qui compenserait la différence entre l'évolution de la demande prise en compte dans l'étude, et une trajectoire de demande référence plus récente communiquée par EDM.

La trajectoire de demande référence est issue du Bilan prévisionnel EDM 2024, comme moyenne entre les ambiances Récif et Mangrove décrites dans le document. L'énergie annuelle injectée à 2040 serait alors de 1158 GWh, comme moyenne des 1278 GWh de l'ambiance Récif et 1038 GWh de l'ambiance Mangrove.

Le différentiel en énergie entre les deux trajectoires, de 720 GWh annuel à 2040, est pris en compte à 2050 sur la trajectoire référence.

La section 9.6 permet d'avoir un état des lieux des potentiels valorisés pour chacun des scénarios à 2050. Par application des facteurs de charges simulés sur chacune des filières, il est alors possible d'obtenir une

image des énergies potentielles résiduelles encore disponibles pour couvrir la demande finale additionnelle de 720 GWh étudiée dans ce chapitre. L'énergie potentielles résiduelle disponible est représentée par la figure ci-dessous, par filière et par scénario :

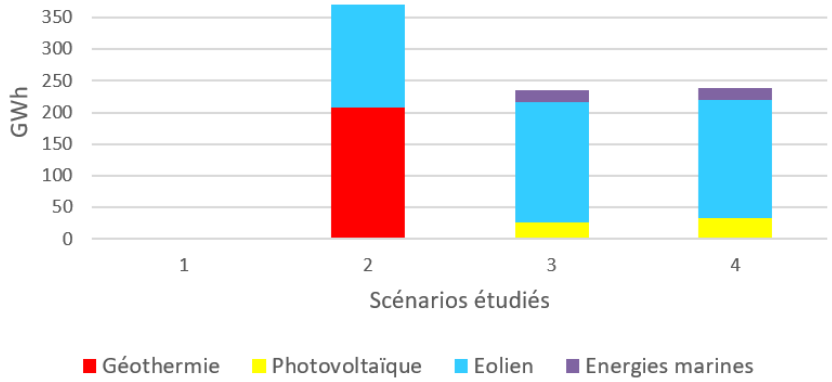


Figure 62 – Energies potentielles annuelles résiduelles disponibles à 2050 par scénario et par filière [GWh]

Le tableau ci-dessous détaille les mêmes informations :

GWh	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4
Géothermie	0	208	0	0
Photovoltaïque	0	0	26	34
Eolien	0	162	191	186
Houlomoteur	0	0	18	18
Total	0	370	235	238

Tableau 20 – Energies potentielles annuelles résiduelles disponibles à 2050 par scénario et par filière [GWh]

Aucun potentiel résiduel n'existe dans le scénario 1, limité aux potentiels favorables, qui ne suffisent déjà pas à fournir l'énergie annuelle demandée dans le scénario référence d'évolution de la demande. Dans le scénario où seuls les potentiels favorables s'avèrent disponibles, toute demande complémentaire nécessiterait alors des importations d'énergies (720 GWh électriques annuels additionnels à injecter sur le réseau dans la variante évoquée ici).

Le potentiel photovoltaïque est également saturé dans le scénario 2. Dans ce scénario, l'énergie potentielle résiduelle disponible annuellement permet de couvrir 370 GWh annuels sur les 720 requis. Le complément est alors de 350 GWh électriques à fournir en complément, nécessairement via l'import de biomasse liquide pour les moteurs thermiques associés, faute d'alternatives dans le scénario.

Les scénarios 3 et 4 exclus la possibilité d'importer de l'énergie pour alimenter le système électrique à 2050 (du fait de leur paramétrage visant l'autonomie). L'énergie résiduelle disponible pour ces deux scénarios s'en retrouve donc réduite à environ 235 GWh météo dépendant, très principalement portés par l'éolien offshore, valorisé dans aucun des scénarios basés sur le scénario référence de la demande. Les 485 GWh électriques restant devraient alors être fournis par des centrales à flammes utilisant du combustible importé.

Il est important de noter que contrairement au scénario 2, l'énergie additionnelle produite localement dans les scénarios 3 et 4 ne serait issue que de filières météo dépendantes, dont la valorisation nécessiterait le déploiement de capacités de stockages conjointes importantes, et irréalistes, qui n'ont pas été chiffrées ici. Le simple bilan énergétique réalisé ici exclu également les pertes liées aux cycles de charges décharges de ce parc batterie complémentaires, qui réduit en réalité la part valorisable de l'énergie locale disponibles pour les consommateurs finaux.

De plus, l'essentiel de l'énergie potentielle encore disponible est porté par l'éolien offshore, quel que soit le scénario étudié. Cette filière est actuellement inexistante sur le territoire, et serait alors à créer, nécessitant des infrastructures portuaires conséquentes et de mettre en place les conditions pour attirer les développeurs. Les facteurs de charges pour cette filière sont très bas sur le territoire étudié (18% moyen sur les zones potentielles étudiées), d'où son absence des mix énergétiques retenus quels que soient les scénarios d'optimisation.

Le graphique suivant illustre le LCOE de l'éolien offshore en fonction de l'année de création du parc, obtenu en prenant en compte le facteur de charge simulé localement de 18% pour les zones potentielles envisagées.

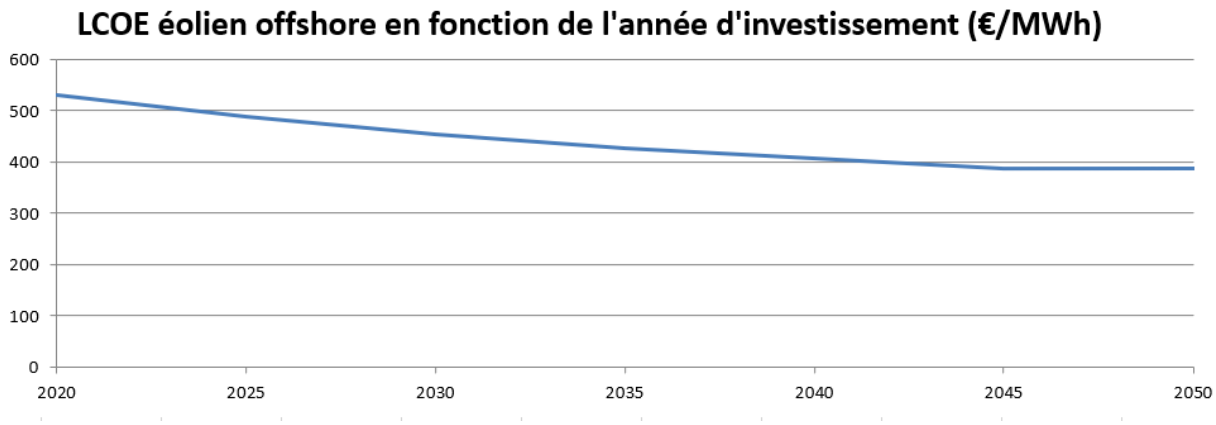


Figure 63 – LCOE de l'éolien offshore sur le territoire en fonction de l'année d'investissement (€/MWh)

La demande référence de l'étude, culminant à 530 GWh annuels à 2050, apparaît alors comme un niveau plafond de demande qui peut être satisfaite de manière réaliste en considérant le critère d'autonomie énergétique.

Les mix énergétiques obtenus dans les scénarios 3 et 4, très proches, correspondent au mix énergétique optimal permettant de répondre à cette demande plafond en satisfaisant le critère d'autonomie du système électrique, toute demande excédentaire devant globalement être couverte par des imports d'énergie additionnels.

Cette analyse appuie la forte nécessité pour le territoire d'une mise en place ambitieuses d'actions de maitrise de la demande énergétique, dans le but de diminuer au maximum les dépendances du systèmes électriques aux imports extérieurs.

10. Validation du plan de production en 2050

Afin de valider l'existence d'un plan de production permettant de satisfaire la demande à 2050 pour chaque scénario, le fonctionnement du système obtenu par optimisation sur les journées types est simulé au pas horaire sur un ensemble de 690 années complètes, obtenues avec 69 années de chroniques météo et 10 scénarios d'aléa de disponibilité par année météo.
Les paragraphes suivants donnent les principaux résultats obtenus lors de cette première étape de validation, basée sur l'usage du logiciel open-source Antares, sur lequel une couche de post-traitement / correction des résultats est ajoutée.

10.1. Scénario 1 : 100% ENR Potentiels favorables

Le système électrique obtenu est capable de tenir l'équilibre offre-demande en respectant le critère de défaillance ciblé de 3h de défaillance annuelle moyenne, sur l'ensemble des variantes météos testées.

Le graphique suivant établi le bilan annuel des flux pour les années météos les moins favorables et médiane (taux d'ENR médian) pour les filières de production météo dépendantes. Le taux d'ENR variable dans le mix de production annuel est compris entre 26% et 29%.

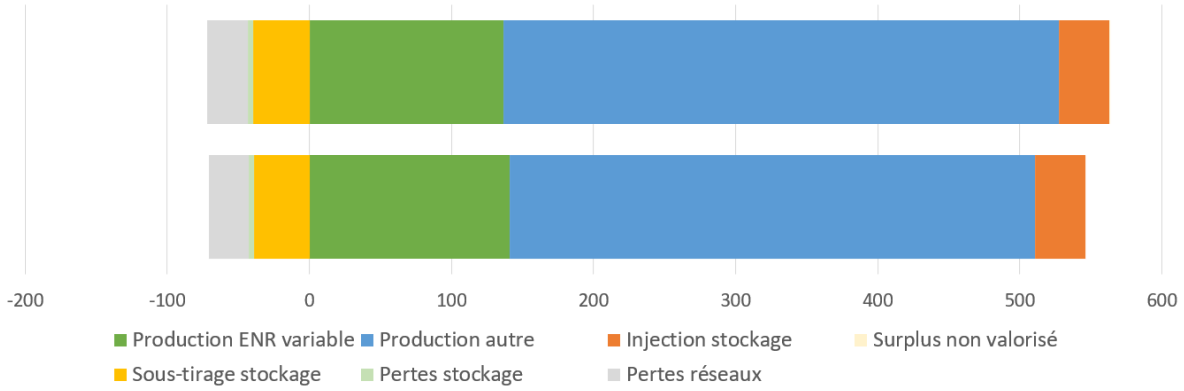


Figure 64 – Bilan des flux du scénario 1 (GWh) : 100% ENR potentiels favorables – Haut : année la moins favorable, Bas : année médiane

Du fait du grand nombre de simulations réalisées, nous présentons dans les paragraphes suivants :
Une sélection d'indicateurs clefs d'analyse des conditions de fonctionnement du système électrique selon la météo sous une forme statistique,
Les résultats pour deux années météo particulières : celle pour laquelle le taux d'ENR variable médian est atteint, et celle pour laquelle la production annuelle PV + éolien est minimale.

10.1.1. Analyse statistique des conditions de fonctionnement

Selon les années météo, le fonctionnement des moyens de production dispatchable et le poids de la production météo dépendante dans la production annuelle varient sensiblement. Les graphiques suivants illustrent la distribution obtenue sur les 690 simulations réalisées pour les 4 indicateurs suivants :

- Taux ENR variable
- Nombre d'heure de fonctionnement des moteurs
- Nombre d'heure de fonctionnement de la biomasse et ou géothermie, selon le scénario
- Energie déplacée par la flexibilité

Pour chacun de ces graphes, l'axe horizontal correspond à la valeur prise par l'indicateur et l'axe vertical correspond au nombre d'années pour laquelle l'indicateur prend cette valeur sur les 690 années simulées.

Les simulations de plans de productions mettent également en avant la nécessité d'installer des capacités de stockage supplémentaires pour être capable de gérer les aléas météorologiques extrêmes, n'apparaissant pas dans l'optimisation du parc basée sur une approche par journées types.

La solution optimale retenue pour respecter le critère de défaillance de 3h moyenne annuelle, est de prévoir un parc batterie additionnels de 84 MWh, nécessaires pour passer les aléas les plus défavorables.

Ces résultats apparaissent hachurés dans les résultats d'optimisations, en tant que parc destiné à couvrir les aléas.

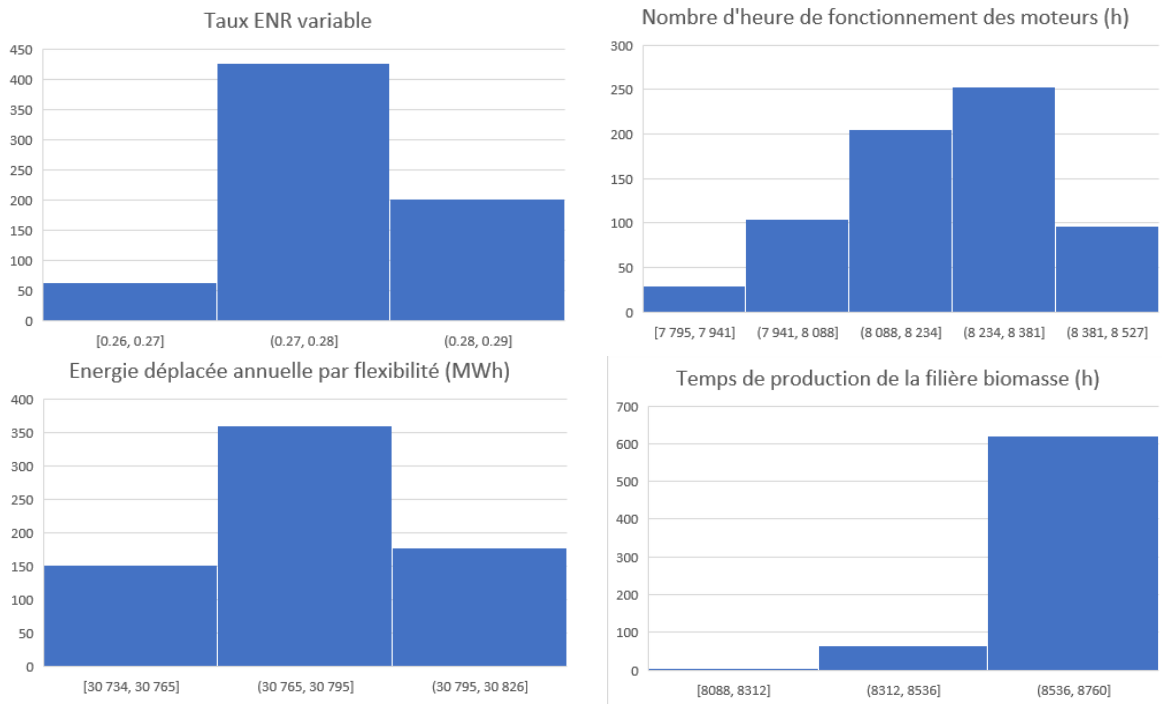


Figure 65 – Analyse statistique des conditions de fonctionnement du scénario 1

Le taux d'ENR variable sur l'année est compris entre 26 et 29%. Les moteurs thermiques tournent en base dans ce scénario.

10.1.2. Année « PV + Eolien médian »

Nous reprenons ici la courbe monotone de chaque filière, obtenue à partir du dispatch horaire par agrégation des puissances injectées sur l'ensemble des postes sources. Les monotones présentées ici sont normalisées par rapport à la puissance installée de la filière.

Une valeur positive correspond à une injection sur le réseau électrique tandis qu'une valeur négative correspond à un soutirage. Ce dernier cas est utilisé pour le stockage, représenté par deux courbes : l'une positive pour les injections d'électricité sur le réseau lors de la décharge du stockage, l'autre négative pour les soutirages d'électricité lors de la charge du stockage.

Dans ce scénario, les moteurs thermiques sont exploités en bases, dont 4000h à plus de la puissance nominale totale installée.

Les installations photovoltaïques diffuses comme au sol contribuent à la production d'énergie de l'île sur plus de 3500 heures cumulées de l'année avec un profil caractéristique d'une ressource variable, dont la

production en surplus peut être écrêtée : la production ne dépasse 60% de la capacité installée que pour 1500 heures cumulées dans l'année.

Enfin, le stockage est exploité en injection durant environ 3 500 heures cumulées dans l'année. La décharge est réalisée à une répartition des puissances similaire à la décharge, à laquelle s'ajoute 1500h à environ 10% de la puissance nominale d'injection sur le réseau.

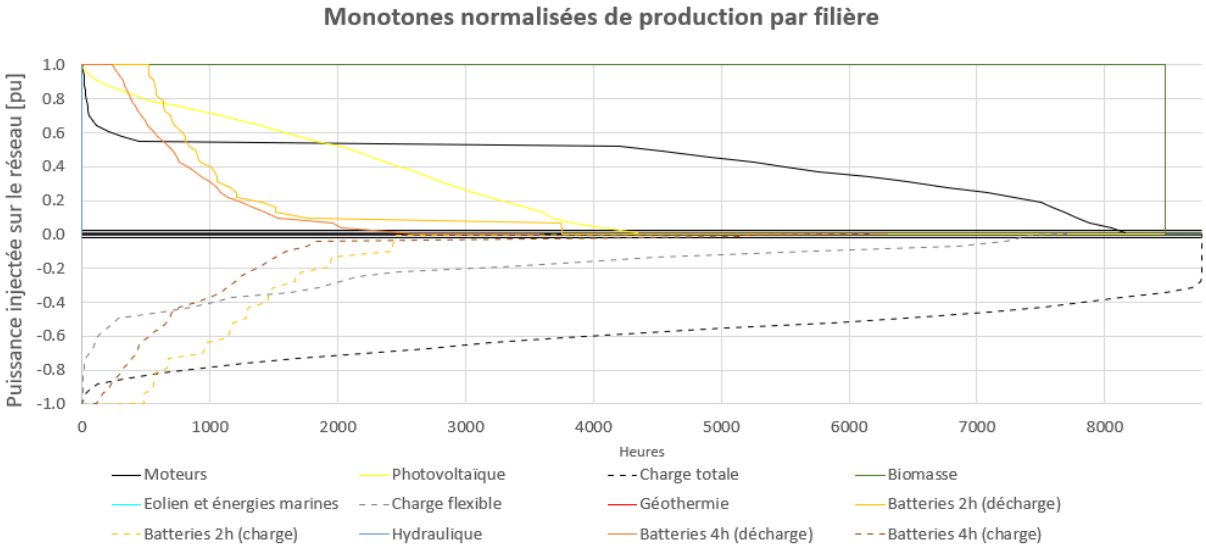


Figure 66 – Monotones normalisées de production par filière – année de production PV + Eolien médiane – Sc. 1

10.1.3. Année « PV + Eolien min »

Les monotones de l'année correspondant au taux ENR minimum sont très similaire, avec un léger retrait de la filière photovoltaïque et du stockage 2h associé, au profit d'une hausse de la consommation de combustibles fossiles.

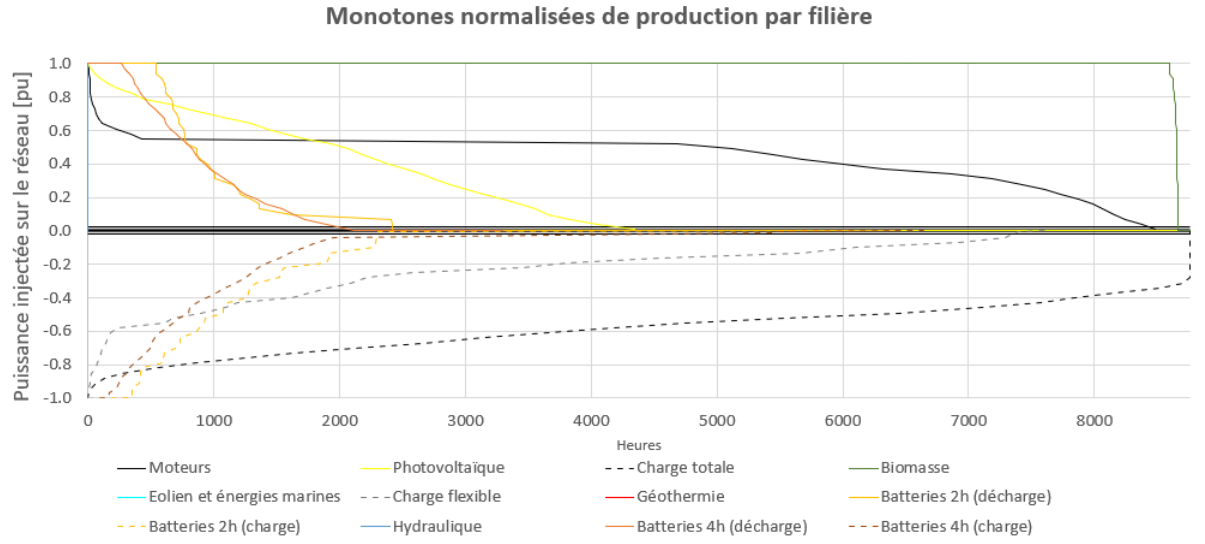


Figure 67 – Monotones normalisées de production par filière – année de production PV + Eolien min – Sc. 1

10.2. Scénario 2 : 100% ENR Potentiels élargis

Le graphique suivant établit le bilan annuel des flux pour les années météos respectivement les moins favorables et médiane (taux d'ENR médian) pour les filières de production météo dépendantes. Le taux d'ENR variable dans le mix de production annuel est compris entre 63% et 72% avec une médiane à 68%.

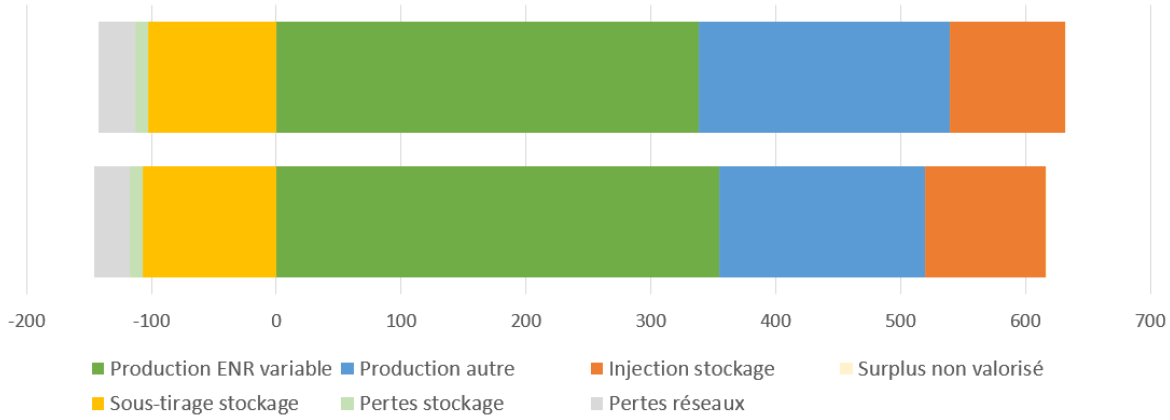


Figure 68 – Bilan des flux du scénario 2 (GWh) : 100% ENR Potentiels élargis – Haut : année la moins favorable, Bas : année médiane

10.2.1. Analyse statistique des conditions de fonctionnement

Les moteurs à biocarburants ne sont ici plus utilisés en base, substitués par la géothermie et l'houlomoteur déployés dans ce mix à partir de 2030. L'éolien terrestre, ainsi qu'un déploiement plus massif de photovoltaïque caractérisent le mix obtenu dans ce scénario.

La géothermie, introduite dans ce scénario, tourne en base aux côtés de la biomasse importée.

Les simulations de plans de productions mettent également en avant la nécessité d'installer des capacités de stockage supplémentaires pour être capable de gérer les aléas météorologiques extrêmes, n'apparaissant pas dans l'optimisation du parc basée sur une approche par journées types.

La solution optimale retenue satisfaisant le critère de défaillance de 3h moyenne annuelle, est de prévoir un parc batterie additionnels de 158 MWh nécessaires pour passer les aléas les plus défavorables.

Ces résultats apparaissent hachurés dans les résultats d'optimisations, en tant que parc destiné à couvrir les aléas.

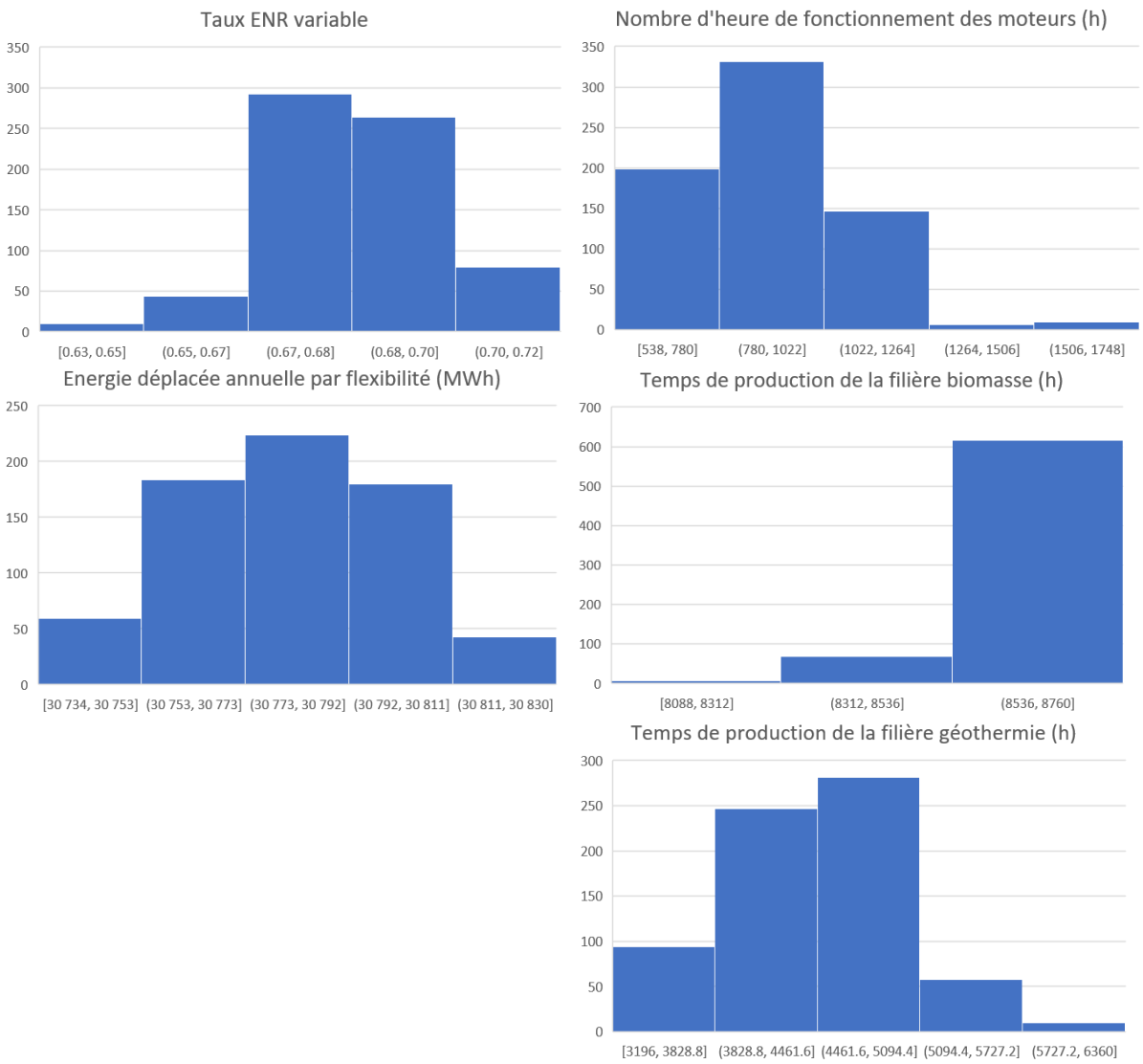


Figure 69 – Analyse statistique des conditions de fonctionnement du scénario 2

10.2.2. **Année « PV + Eolien médian »**

La filière géothermie est exploitée en semi-base à hauteur de 4500 heures, complétant la biomasse tournant en base.

Les installations photovoltaïques diffuses comme au sol contribuent à la production d'énergie de l'île sur 4 000 heures cumulées de l'année avec un profil caractéristique d'une ressource variable : la production ne dépasse 60% de la capacité installée que 1 500 heures cumulées dans l'année.

Enfin, une dissymétrie apparaît dans l'utilisation du stockage, avec une injection durant environ 4000 heures cumulées dans l'année pour environ 3000 heures de charge.

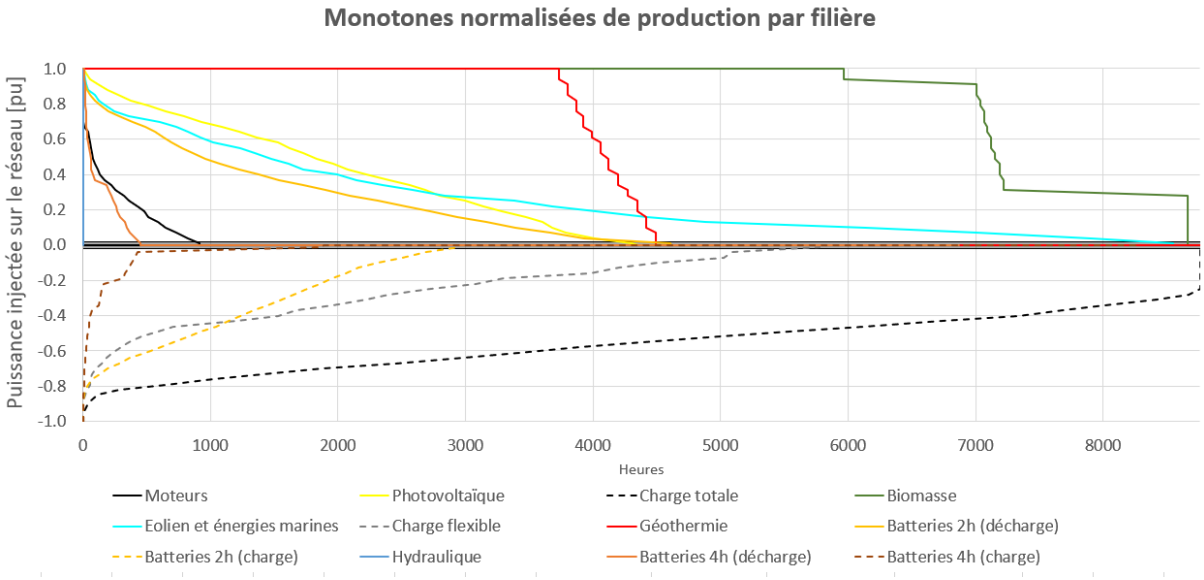


Figure 70 – Monotones normalisées de production par filière – année de production PV + Eolien médiane – Sc. 2

10.2.3. Année « PV + Eolien min »

Pour l'année météo dont la production PV + éolien est minimale, la monotone des filières éolienne et énergie marine est nettement plus faible. Le déficit de production est alors compensé par une contribution accrue de la géothermie, et des moteurs thermiques.

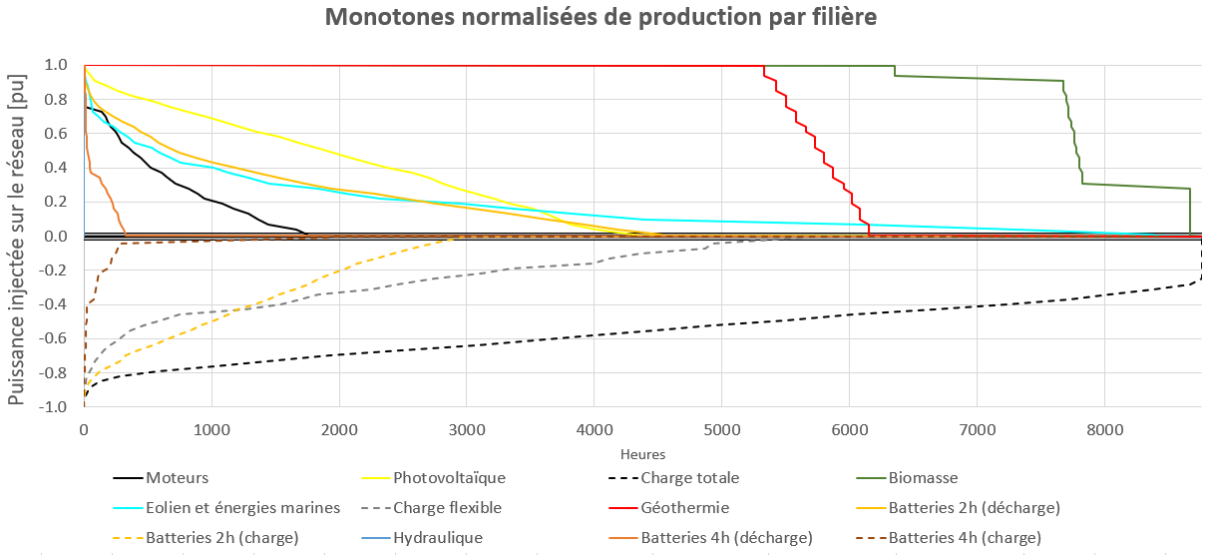


Figure 71 – Monotones normalisées de production par filière – année de production PV + Eolien min – Sc. 2

10.3. Scénario 3 : Autonomie Potentiels élargis

Le graphique suivant établi le bilan annuel des flux pour les années météos respectivement les moins favorables et médiane (taux d'ENR médian) pour les filières de production météo dépendantes. Le taux d'ENR variable dans le mix de production annuel est compris entre 43% et 45%, avec une médiane à 44%.

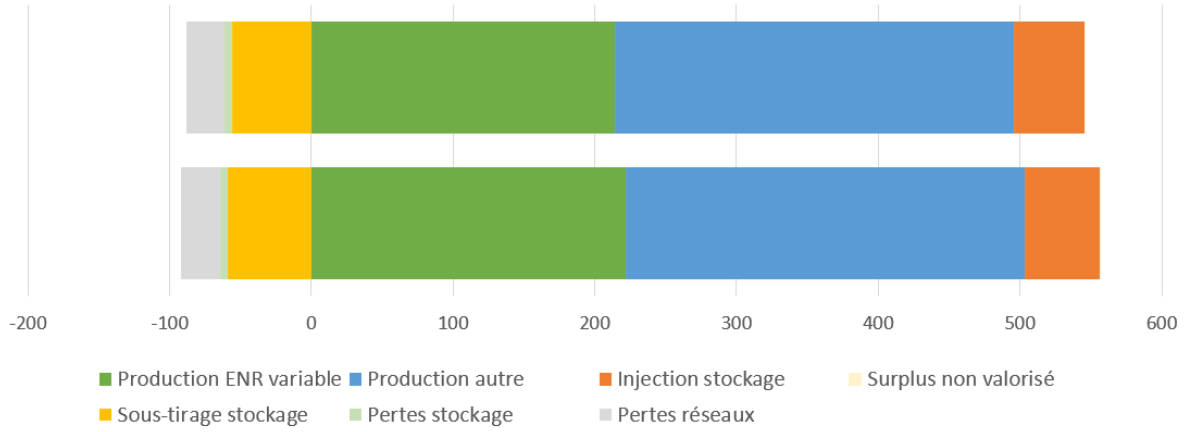


Figure 72 – Bilan des flux du scénario 3 (GWh) : Autonomie Potentiels élargis – Haut : année la moins favorable, Bas : année médiane

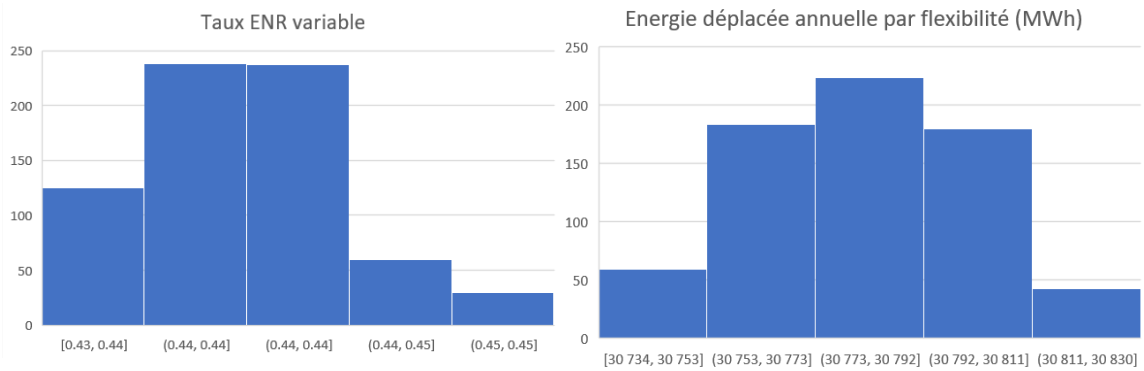
10.3.1. Analyse statistique des conditions de fonctionnement

Les moteurs sont absents dans ce scénario d'autonomie énergétique en l'absence de production locale de carburant liquide renouvelable.

Le déploiement de la géothermie ne remplace pas totalement la puissance dispatchable ainsi perdue, et le système devient donc plus fortement dépendant des filières de production météo-dépendantes.

Les simulations de plans de productions mettent alors en avant la nécessité d'installer des capacités de stockage supplémentaires pour être capable de gérer les aléas météorologiques extrêmes, n'apparaissant pas dans l'optimisation du parc basée sur une approche par journées types.

La solution optimale retenue satisfaisant les contraintes d'autonomie, et le critère de défaillance de 3h moyenne annuelle, est alors de prévoir un parc batterie additionnels de 420 MWh, nécessaires pour passer les aléas les plus défavorables.
Ces résultats apparaissent hachurés dans les résultats d'optimisations, en tant que parc destiné à couvrir les aléas.



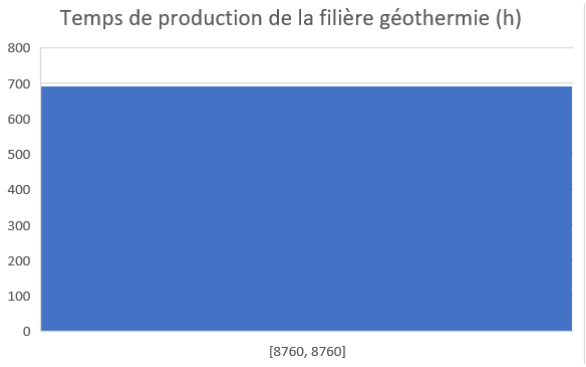


Figure 73 – Analyse statistique des conditions de fonctionnement du scénario 3

10.3.2. Année « PV + Eolien médian »

La filière géothermie tourne en base dans ce scénario, dont 4500h à plus de 50% de sa puissance nominale.

Les installations photovoltaïques diffuses comme au sol contribuent à la production d'énergie de l'île sur environ 3500 heures cumulées de l'année avec une production qui ne dépasse 50% de la capacité installée que 800 heures cumulées dans l'année.

Enfin, le stockage est exploité en injection comme en soutirage durant environ 3 000 heures cumulées dans l'année.

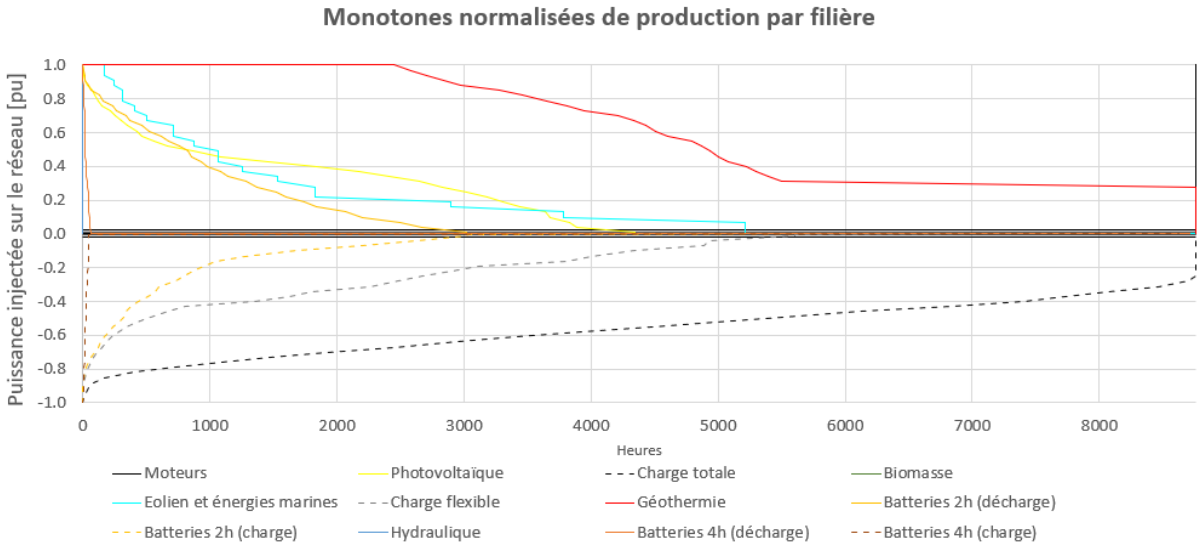


Figure 74 – Monotones normalisées de production par filière – année de production PV + Eolien médiane – Sc. 3

10.3.3. Année « PV + éolien min »

Les monotones à l'année à taux ENR variable minimal sont très proches de celle à l'année médiane, avec des filières à production intermittente en léger retrait, compensé par la géothermie pilotable qui tourne un nombre d'heure légèrement supérieur à sa puissance nominale.

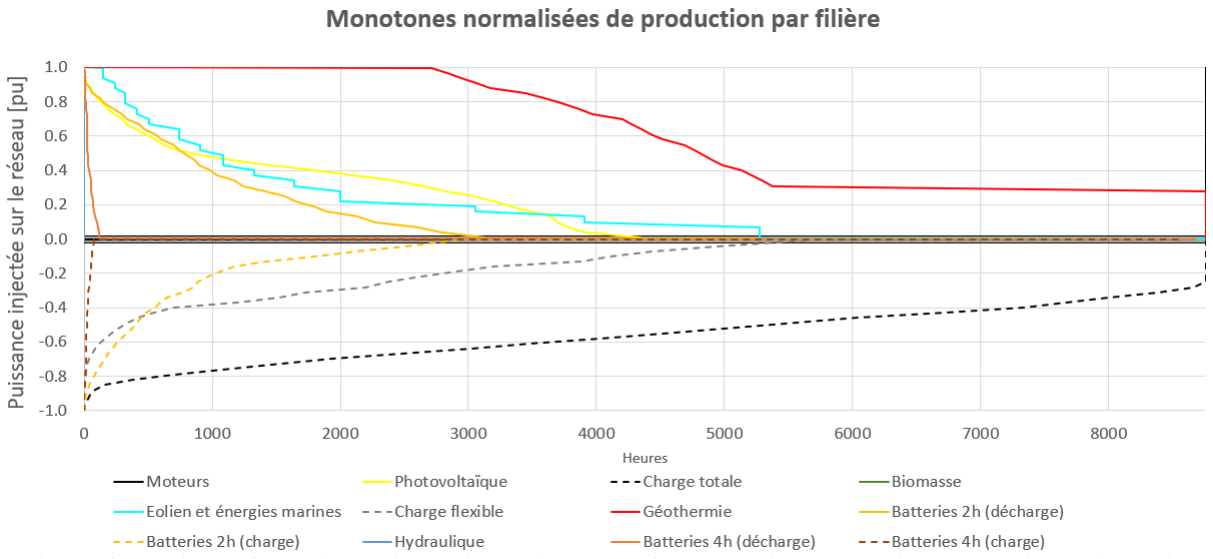


Figure 75 – Monotones normalisées de production par filière – année de production PV + Eolien min – Sc. 3

10.4. Scénario 4 : Autonomie Optimale

Le graphique suivant établi le bilan annuel des flux pour les années météos respectivement les moins favorables et médiane (taux d'ENR médian) pour les filières de production météo dépendantes. Le taux d'ENR variable dans le mix de production annuel est compris entre 43% et 45% avec une moyenne à 44%.

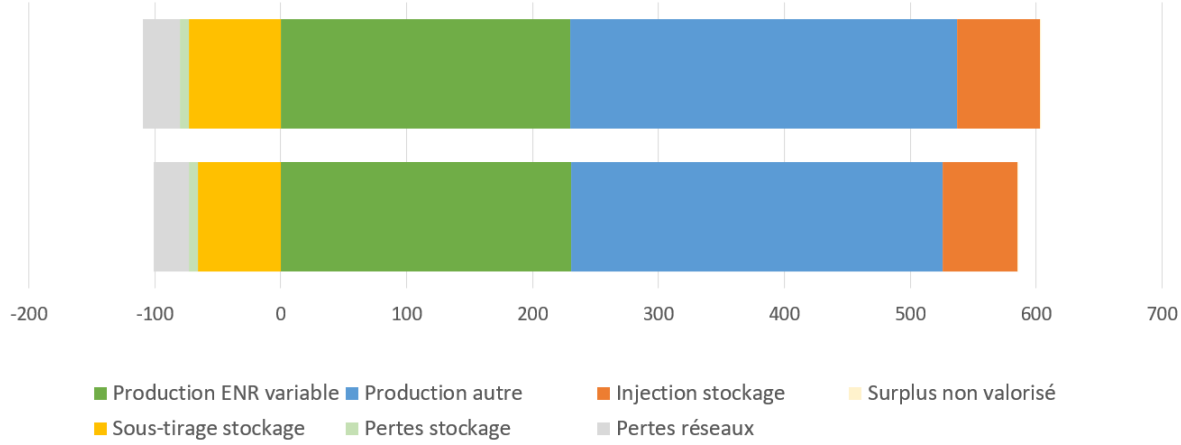


Figure 76 – Bilan des flux du scénario 4 (GWh) : Autonomie Optimale – Haut : année la moins favorable, Bas : année médiane

10.4.1. Analyse statistique des conditions de fonctionnement

Comme pour le scénario 3, le manque de capacités dispatchables disponibles dans le mix de production rendent le système électrique plus dépendant des filières météo-dépendantes.

Les simulations de plans de productions mettent alors en avant la nécessité d'installer des capacités de stockage supplémentaires pour être capable de gérer les aléas météorologiques extrêmes, n'apparaissant pas dans l'optimisation du parc basée sur une approche par journées types.

La solution optimale retenue satisfaisant les contraintes d'autonomie, et le critère de défaillance de 3h moyenne annuelle, est alors de prévoir un parc batterie additionnels de 508 MWh, nécessaires pour passer les aléas les plus défavorables.

Ces résultats apparaissent hachurés dans les résultats d'optimisations, en tant que parc destiné à couvrir les aléas.

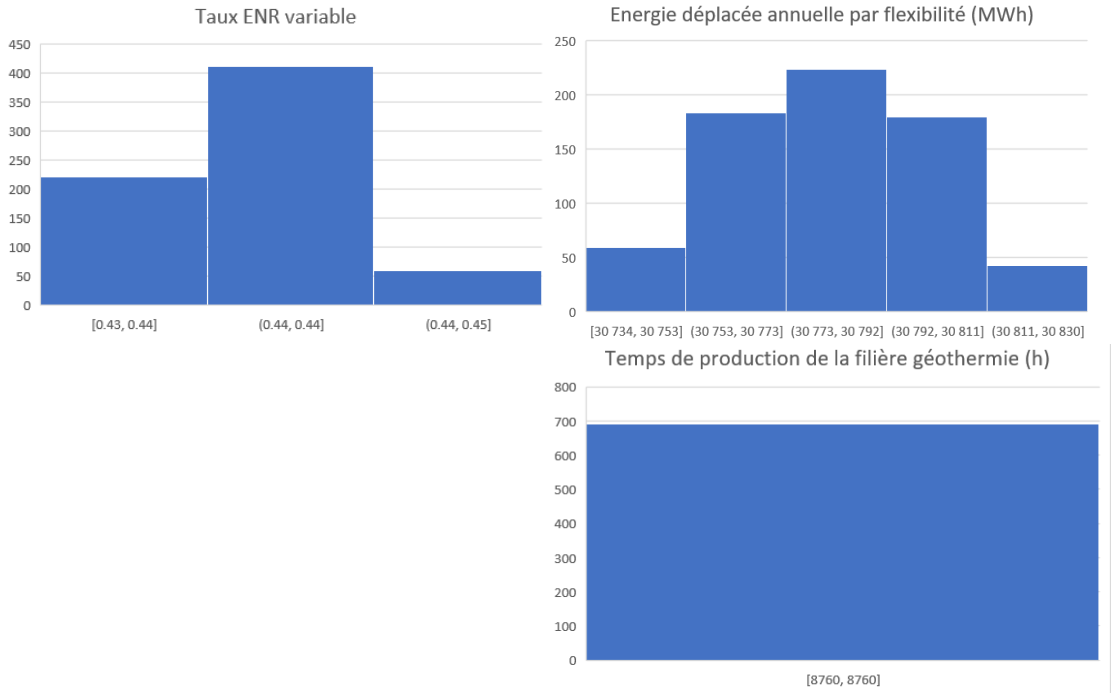


Figure 77 – Analyse statistique des conditions de fonctionnement du scénario 4

10.4.2. **Année « PV + Eolien médian »**

La filière géothermie tourne en base, dont plus de 5500 heures à plus de 50% de sa puissance nominale.

Les installations photovoltaïques diffuses comme au sol contribuent à la production d'énergie de l'île sur environ 3500 heures cumulées de l'année avec une production qui ne dépasse 50% de la capacité installée que 1000 heures cumulées dans l'année.

Enfin, le stockage est exploité en injection comme en soutirage durant environ 3 000 heures cumulées dans l'année.

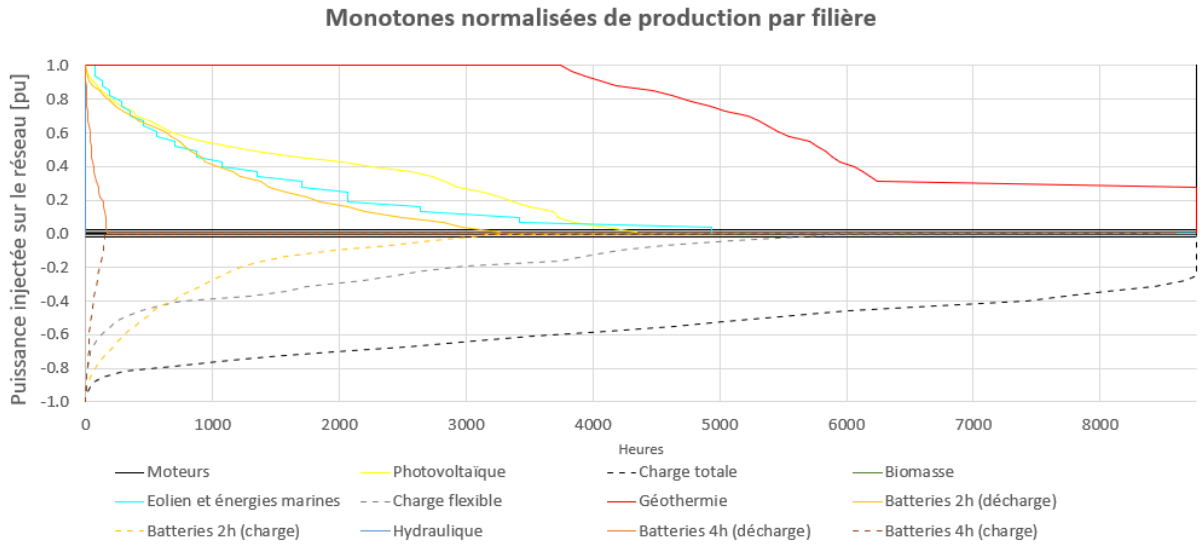


Figure 78 – Monotones normalisées de production par filière – année de production PV + Eolien médiane – Sc. 4

10.4.3. Année météo de production PV + éolien minimale

L'année à taux ENR variable minimal est caractérisée par un recul net de le filière éolienne, compensée par la géothermie pilotable qui tourne environ 1000h de plus à sa puissance nominale.

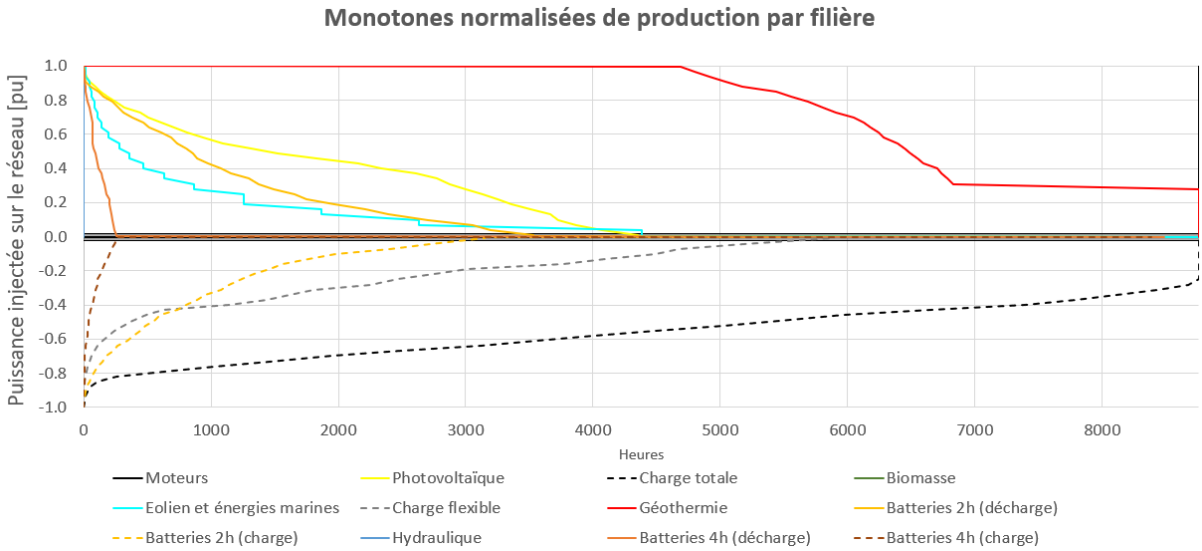


Figure 79 – Monotones normalisées de production par filière – année de production PV + Eolien min – Sc. 4

11. Etudes statiques et dynamiques du bon fonctionnement des systèmes électriques

Les travaux sur le comportement d'un système électrique en mutation soulèvent de nombreuses questions qui font aujourd'hui l'objet de recherches intensives hors du cadre de cette étude. Les problématiques suivantes y sont notamment traitées :

- Dans le cas d'un système avec une inertie intermédiaire combinant des moyens de réglage classiques (machines tournantes) et électrochimiques interfacés (batteries + onduleurs), des scénarios plus contraignants que ceux étudiés ici pourraient apparaître. En effet, les moyens de réglage classiques ont un temps de réponse bien plus long que celui des systèmes électroniques ce qui peut engendrer des problèmes de régulation.
- Bien qu'au sommet de l'état de l'art, les outils de modélisation utilisés ont été développés sur la base d'équations destinées à des systèmes composés principalement de machines tournantes synchronisées au réseau. L'intégration massive d'interfaces à électronique de puissance devra faire l'objet d'une validation auprès des éditeurs de logiciels.

Par ailleurs, compte tenu de l'interdépendance des différents constituants du système, et de la non prise en compte du réseau de distribution, il convient ici de rappeler l'importance des hypothèses de modélisation dans la formulation des résultats. Toute modification de ces hypothèses, pourrait remettre en cause les résultats obtenus

La méthodologie générale de ces simulations est décrite au §8.3. Les principaux résultats et conclusions sont présentés ici. La totalité des courbes de résultats, les hypothèses considérées ainsi que les données d'entrée de chaque point de fonctionnement étudié sont présentées en Annexe A2.

11.1. Choix des points de fonctionnement

Dans cette partie nous rappelons les hypothèses prises pour la simulation des points de fonctionnement retenus.

Les points de fonctionnement du système sont issus de l'optimisation du système par ETEM dont les résultats ont permis de générer les puissances injectées par chaque type de production et leur distribution spatiale au pas horaire sur toute l'année 2050.

Pour l'analyse statique, trois points de fonctionnement parmi les plus contraignants au regard des limites de fonctionnement du système ont été retenus.

11.1.1. Agrégation des productions diffuses

Les moyens de production diffus ont été agrégés et regroupent parfois plusieurs filières dont les productions respectives ont été agglomérées pour la modélisation du système, notamment :

- « Eolien » : Eolien Onshore et Offshore ;
- « PV Sol » : Grandes installations photovoltaïques raccordées par départs HTA dédiés ;
- « PV Diffus » : Autres installations photovoltaïques décentralisées ;
- « Biomasse >5MW » : Productions thermiques issues de la biomasse (toutes filières confondues) de puissances installées supérieures à 5 MW ;
- « Biomasse <5MW » : Petites installations thermiques décentralisées de puissances installées inférieures à 5 MW ;
- « Petit Hydro » : Petites installations hydroélectriques de puissances installées inférieures à 2 MW (Barrages) ou à 5 MW (Fil de l'eau).

La demande globale a été désagrégée par poste source. A chaque poste source, la « Demande nette » correspond à la demande rattachée au poste à laquelle sont retranchées les productions décentralisées thermiques (« Biomasse < 5 MW ») et hydroélectriques (« Petit Hydro »). En revanche, les autres moyens de production diffus ont été modélisés.

11.1.2. Définition des points de fonctionnement

Les 3 points de fonctionnement retenus pour les études statiques ont été définis comme suit :

- Point de fonctionnement N°1 : Pointe de demande en absence d'injection de machine tournante (Forte demande, taux ENR élevé)

  Ce scénario inclut les productions éoliennes onshore et offshore (« Eolien »), la production photovoltaïque diffuse (« PV Diffus »), la production hydroélectrique décentralisée (« Petit Hydro ») et la production thermique décentralisée (« Biomasse <5 MW »).
  Ce point de fonctionnement a été choisi car il constitue l'un des plus contraignants pour les calculs de flux de puissance dans la mesure où le réseau est théoriquement très chargé dans cette situation. Il s'agit typiquement d'un moment de consommation moyenne avec une production majoritairement issue de la réinjection de l'énergie stockée dans les batteries.

- Point de fonctionnement N°2 : Pointe d'injection à l'échelle d'une centrale à énergie renouvelable (Faible demande, taux ENR maximum), présentant la plus faible inertie

  Ce deuxième point de fonctionnement correspond à un cas où l'inertie électromécanique du réseau est la plus faible, ce qui constitue un cas contraignant afin d'analyser la stabilité transitoire du système électrique.

  Les simulations dynamiques seront donc réalisées à partir de ce point de fonctionnement.
  Il s'agit typiquement d'un point de faible consommation avec une très forte production PV et éolienne (tranche horaire en mi-journée) Le taux de production PV et éolienne atteint 95 % de la production totale. Une grande partie de cette production, environ la moitié, est stockée.

- Point de fonctionnement N°3 : Pointe de demande en période de production maximale des systèmes de stockage (Forte demande, taux BESS élevé)

  Ce troisième point de fonctionnement correspond à la pointe de demande, et donc à la pointe de puissance injectée. Il correspond à une très forte production par système de stockage.

11.2. Etudes statiques et détail des renforcements du réseau

11.2.1. Pertes réseau

Les valeurs de pertes sont indiquées dans le tableau suivant. Les pertes incluent à la fois celles sur le réseau 90 kV et celles sur le réseau 20 kV de Mayotte.

La table suivante indique les niveaux de perte avant les renforcements électriques :

	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4
Point 1 (MW)	4.1	3.6	3 (2.68%)	3(2.71%)
Point 2 (MW)	3.2	2.3	4.3 (5.85%)	2.1(2.58%)
Point 3 (MW)	4.2	2	5.2 (4.73%)	5.8(5.59%)

Tableau 21 – Pertes réseau avant renforcement [MW]

La table suivante indique les niveaux de perte après les renforcements électriques :

	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4
Point 1 (MW)	3.2 (3.63%)	3.1 (3.04%)	2.9 (2.68%)	2.8 (2.71%)
Point 2 (MW)	2.6 (3.6%)	1.9 (2.57%)	3.2 (4.4%)	2 (2.46%)
Point 3 (MW)	3.5 (3.9%)	1.9 (2.57%)	4.4 (4.03%)	4.5(4.4%)

Tableau 22 – Pertes réseau après renforcement [MW]

Les pertes de réseau diminuent lorsque la production décentralisée est élevée. Cette tendance souligne l'importance croissante de la production d'énergie décentralisée, qui permet une gestion plus efficace du réseau et une réduction des pertes énergétiques.

11.2.2. **Renforcements du réseau existant**

Les besoins en renforcement identifiés pour scénario 1 sont présentés dans le tableau ci-dessous :

N°	Poste 1	Poste 2	Type	Longueur (km)	Scenario 01 – Niveau Surcharge			Renfo
					Point 1	Point 2	Point 3	
1	Raccordement de centrale PV au niveau de poste KAOUENI VILLAGE (21.2MW) en HTB (zone KAWENI)							90 kV 4.9 km
2	Raccordement de BESS au niveau de poste LABATTOIR (26.9MW) en HTB (zone DZAOUZI)							2x4.2km 240 mm² 90 kV
3	PS LONGONI	DZOUMOGNE CARREFOUR	Câble 20kV 0.374kA 240 mm²	9.13	154 %	155%	163%	2eme câble 240 mm²
4	DZOUMOGNE VILLAGE	DZOUMOGNE CARREFOUR	Ligne 54 mm²	0.11	217 %	219 %	305%	20 kV DT 148 mm²
5	DZOUMOGNE VILLAGE	DZOUMOGNE CARREFOUR	Câble 240 mm²	0.22	114 %	114 %	159 %	2eme câble 240 mm²
6	CENTRALE EDM	PS LONGONI	Câble 20kV 0.374kA 240 mm²	0.025	114 %	118 %	-	2eme câble 240 mm²
7	TSINGONI	TSINGONI ECOLE	Ligne 54 mm²	0.63	132 %	143 %	-	Renfo Ligne
8	TSINGONI ECOLE	SOULOU	Ligne 54 mm²	1,83	129 %	141 %	-	Renfo Ligne

Tableau 23 – Table des renforcements, scénario 1

Les besoins en renforcement identifiés pour le scénario 2 sont présentés dans le tableau ci-dessous :

N°	Poste 1	Poste 2	Type	Longueur (km)	Scenario 01– Niveau Surcharge			Renfo
					Point 1	Point 2	Point 3	
1	Raccordement de centrale PV au niveau de poste KAOUENI VILLAGE (21.2MW) en HTB (zone KAWENI)							90 kV 2 x 4.5km
2	Raccordement de BESS au niveau de poste LABATTOIR (15.9MW) en HTA (zone DZAOUZI)							20 kV 2 x 4.2km 240 mm²
4	Raccordement de centrale PV et BESS au niveau de poste SADA GNAMBOTITI (33.1MW) et (27.5MW) respectivement en HTB (zone SADA)							90 kV 2 x 4.14km
5	Raccordement de centrale géothermie et Houlomoteur au niveau de poste USINE DE DESSALEMENT (zone PAMANDZI) (12MW) et (20MW) respectivement en HTA							20 kV 4 x 7 km 240 mm²
6	PS LONGONI	DZOUMOGNE	Cable 20kV 0.374kA 240 mm²	9.13	-	90%	-	2 câbles 240 mm²
7	DZOUMOGNE VILLAGE	DZOUMOGNE CARREFOUR	Ligne 54 mm²	0.11	-	156%	156%	Ligne DT 148 mm²
8	DZOUMOGNE VILLAGE	DZOUMOGNE CARREFOUR	Câble 240 mm²	0.22	-	90%	90%	
9	TSINGONI	TSINGONI ECOLE	Ligne 54 mm²	0.63	137%	88%	-	Renfo ligne HTA
10	TSINGONI ECOLE	SOULOU	Ligne 54 mm²	1.83	133%	83%	-	Renfo ligne HTA
11	HAMJAGO	MTSAHARA	Ligne 54 mm²	1.54	131%	-	-	Renfo ligne HTA
12	MTSAHARA	MTSANGAMBOUA	Ligne 54 mm²	3.70	129 %	-	-	Renfo ligne HTA
13	MTSANGAMBOUA	BANDRABOUA1	Ligne 54 mm²	2.35	128 %	-	-	Renfo ligne HTA
14	USINE DE DESALEMENT	POSTE CRA	Câble 240 mm²	0.24	83,7%	-	-	

Tableau 24 – Table des renforcements, scénario 2

Les besoins en renforcement identifiés pour le scénario 3 sont présentés dans le tableau ci-dessous :

N°	Poste 1	Poste 2	Type	Longueur (km)	Scenario 01– Niveau Surcharge			Renfo
					Point 1	Point 2	Point 3	
1	Raccordement de BESS au niveau de poste ACOUA KAVANI (45.7MW) en HTB (Poste source ACOUA)							26 km 90 kV
2	Raccordement de centrale PV et BESS au niveau de poste KAOUENI VILLAGE (41.3MW) et (38.2MW) respectivement en HTB (Zone KAWENI)							2*4.2km 90 kV
4	Raccordement de BESS au niveau de poste LABATTOIR (16.2MW) en HTA (Zone DZAOUZI)							2x 4.2km 240 mm²
5	Raccordement de centrale PV et BESS au niveau de poste SADA GNAMBOTITI (17.7MW) et (17.6MW) en HTB (Zone SADA)							4.14km 90 kV
6	Raccordement de centrale géothermie au niveau de poste USINE DE DESSALEMENT (Zone PAMANDZI) (40 MW) en HTA							4x7 km 240 mm²
7	TSINGONI	TSINGONI ECOLE	Ligne 54 mm² 20kV 0.195kA	0.67	118%	-	-	Renfo Ligne
8	TSINGONI ECOLE	SOULOU	Ligne 54 mm² 20kV 0.195kA	1.83	109%	119%	-	Renfo Ligne
9	PS KAWENI BB1	PS BADAMIER BB1	Câble sous-marin 95 mm² 20kV 0,224 kA	4.43	-	140 %	160 %	Renfo câble
10	PS KAWENI BB2	PS BADAMIER BB2	Câble 95 mm² sous-marin 20kV 0,224 kA	4.43	-	132 %	160 %	Renfo câble
11	PS KAWENI BB2	PS BADAMIER BB2	Câble 240 mm² 20kV 0.374kA	1.32	-	82 %	96%	Renfo câble
12	PS KAWENI BB1	PS BADAMIER BB1	Câble 240 mm² 20kV 0.374kA	1.33	-	82 %	96%	Renfo câble
13	PS KAWENI BB1	PS BADAMIER BB1	Câble 240 mm² 20kV 0.374kA	1.08	-	84%	97%	Renfo câble
13	PS KAWENI BB2	PS BADAMIER BB2	Câble 240 mm² 20kV 0.374kA	1.08	-	82%	97%	Renfo câble
14	QUAI BALLOU	LIAISON MAMOUDZOU	Câble 50 mm² sous-marin	4.88 (2x2.44 km)	-	-	84%	Renfo câble
15	SOULOU	SOULOU-POMPAGE MAHOUJANI	Câble 240 mm² 20 kV 0.374 kA	5.15	-	84 %	-	Renfo câble
16	SOULOU-POMPAGE MAHOUJANI	POMPAGE MHOGONI	Câble 240 mm² 20 kV 0.374 kA	0.87	-	82 %	-	Renfo câble
17	POMPAGE MHOGONI	CENTRALE PVCR	Câble 240 mm² 20kV 0.374kA	0.24	-	81 %	-	Renfo câble
18	CENTRALE PVCR	MERESSE	Câble 240 mm² 20 kV 0.374 kA	2.40	-	81%	-	Renfo câble
19	BOUYOUNI	PS LONGONI	Câble 240 mm² 20 kV 0.374 kA	5.12	-	83.%	-	Renfo câble
20	PS BADAMIER	QUAI BALLOU	Câble 240 mm² 20kV 0.374kA	3.04	-	-	94%	Renfo câble
21	PS KAWENI	LIAISON MAMOUDZOU	Câble 240 mm² 20kV 0.374kA	5.54	-	-	99 %	Renfo câble

Tableau 25 – Table des renforcements, scénario 3

Les besoins en renforcement identifiés pour le scénario 4 sont identiques à ceux listés pour le scénario 3, les deux optimums retenus étant très proches.

11.2.3. Plan de tension

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

Dans les systèmes électriques modernes, la gestion de la tension est cruciale pour assurer la stabilité et la fiabilité du réseau. Traditionnellement, cette gestion était effectuée par les alternateurs des centrales électriques, qui ajustaient la tension en injectant ou absorbant de la puissance réactive. Cependant, avec la montée en puissance de la production décentralisée, notamment à partir de sources renouvelables telles que l'énergie solaire photovoltaïque (PV) et éolienne, de nouveaux défis se présentent.

Dans les scénarios où la production décentralisée est élevée, les centrales classiques peuvent être déconnectées du réseau pendant certaines périodes.

Afin de maintenir la stabilité de la tension dans de telles situations, une approche innovante est nécessaire. Dans ce contexte, les parcs de batteries, ainsi que les parcs éoliens et solaires au sol, jouent un rôle crucial. Ces installations sont souvent centralisées et connectées au réseau à un niveau de tension de 20 kV et 90kV. Ils sont capables de fournir ou d'absorber de la puissance réactive instantanément, ce qui permet de réguler la tension à tout moment de la journée.

Les simulations statiques réalisées pour évaluer différents scénarios ont démontré que la tension du réseau électrique reste toujours supérieure à 95 % de la valeur nominale. Cela indique que le système est bien dimensionné et que les capacités en puissance réactive des installations existantes ou proposées sont adéquates pour maintenir la stabilité de la tension.

Dans ces conditions, il n'a pas été nécessaire d'envisager l'ajout de compensation réactive locale, telles que des condensateurs, pour réguler la tension. Les installations existantes, ainsi que les ressources en puissance réactive des nouvelles installations envisagées, sont suffisantes pour répondre aux besoins du réseau.

11.3. Analyse de la stabilité du système électrique optimisé

Les études de stabilité dynamique ont été réalisées à partir des trois points de fonctionnement caractéristiques étudiés en régime statique sur les 4 scénarios.

Les résultats de stabilité sont présentés pour le scénario 4, et l'ensemble des résultats des simulations incluant les autres scénarios sont présentés en annexe.

Les résultats des 2 cas d'études suivants sont étudiés pour chacun des points de fonctionnement des 4 scénarios :

- Cas d'étude n°1 : Stabilité transitoire du système sur perte de production soudaine
- Cas d'étude n°2 : Perte de ligne chargée

Dans le chapitre suivant, les résultats de simulation du scénario 4 et du point de fonctionnement 2 sont indiquées, correspondant au cas « Plus faible inertie observée pendant le pic d'injection à l'échelle d'une centrale ».

L'ensemble des analyses dynamiques testées sont disponibles dans l'annexe A2.

L'ensemble des analyses menées conclut sur l'ajout nécessaire d'inerties sur le réseau afin d'en garantir la stabilité :

- Sur le scénario 1 : aucune inertie additionnelle, puisque les moteurs thermiques restent en service dans ce scénario.
- Sur le scénario 2 : 2*406 kg.m2 (correspondant à deux alternateurs EMD de 13 MVA à vide)
- Sur les scénarios 3 et 4 : 1212 kg.m2 nécessaires pour pouvoir couvrir la perte complète de la centrale géothermique de 40 MW présente dans ces scénarios.

Dans l'ensemble des simulations dynamiques alors réalisées, le système reste stable pour les aléas testés.

Note : cette inertie peut correspondre à la conversion d'un certain nombre de groupes existants en compensateurs synchrones. A titre d'exemple, 5 groupes actuellement installés sur Longoni ont une inertie chacun de 406 kg.m2.

11.3.1. Cas n°1 : Perte soudaine de production solaire

Les courbes représentant l'évolution de la fréquence et des tensions du réseau sont présentées ci-après pour la perte de production de la centrale PV au poste KAOUINI VILLAGE, évaluée à 32 MW.

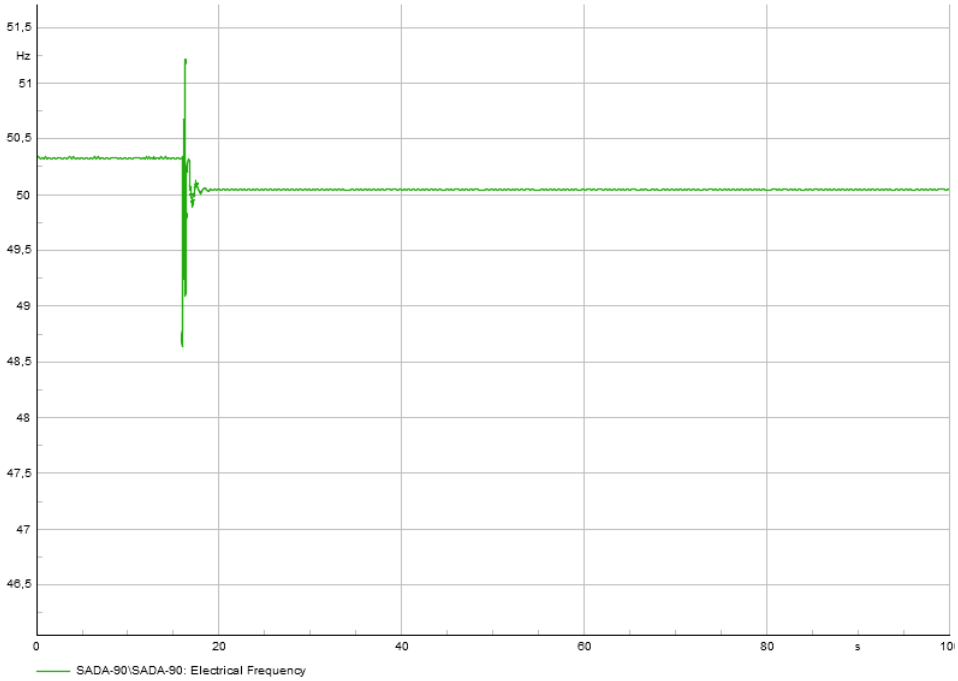


Figure 80 – Fréquence scénario 4_point 02 perte de production soudaine

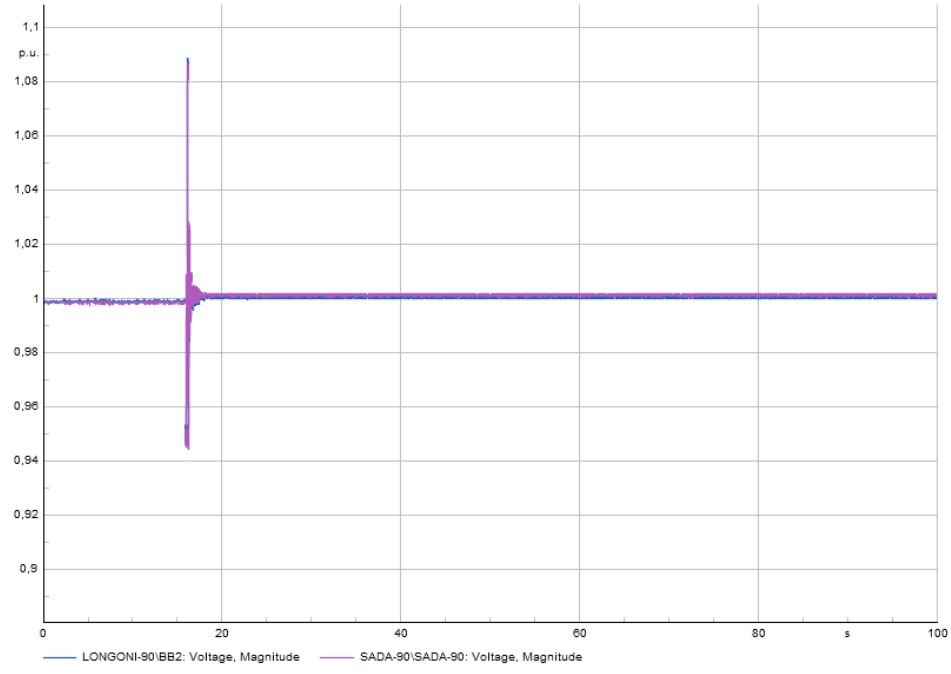


Figure 81 – Tension scénario 4_point 02 perte de production soudaine

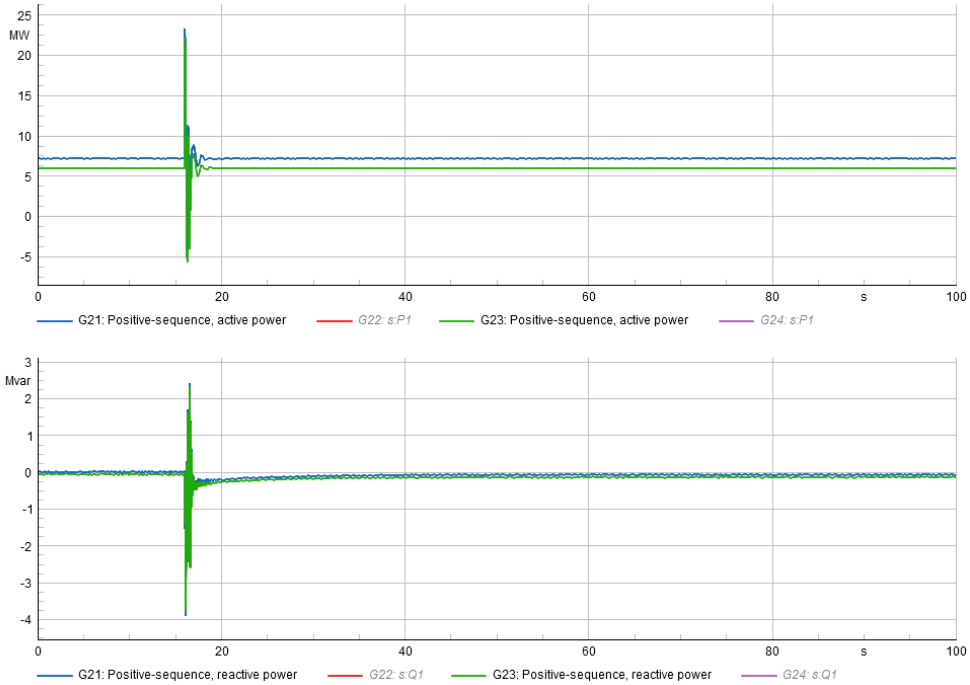


Figure 82 – Puissance active et reactive _ Générateurs _ scénario 4_point 02 perte de production soudaine

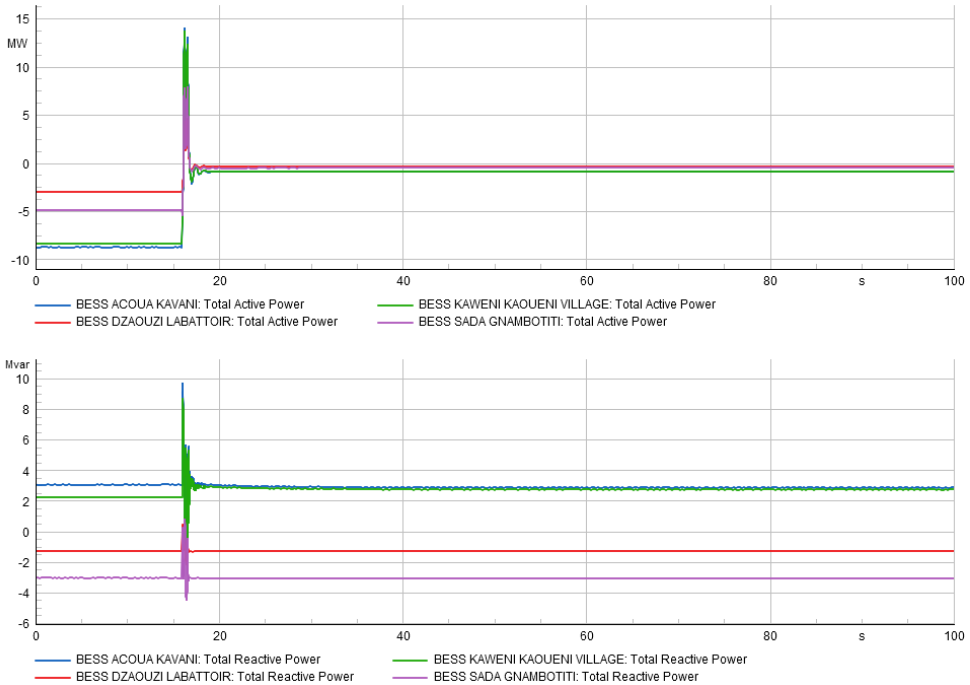


Figure 83 – Puissance Active et reactive BESS scénario 4_point 02 perte de production soudaine

Les résultats des simulations démontrent que les paramètres observés reviennent à un état de stabilité en moins de 3 secondes après le déclenchement de la perte de production. Ce retour à la stabilité est d'une importance capitale pour garantir la fiabilité et la sécurité du réseau électrique.

La compensation de la perte de production sollicite principalement les batteries, qui fournissent la réserve de puissance nécessaire. Avec leur capacité installée significative, les batteries assurent une réaction rapide et efficace, jouant ainsi un rôle crucial dans le maintien de la stabilité de la fréquence du réseau. Cette réactivité est essentielle pour atténuer les perturbations et permettre une transition fluide vers un état stable du système.

Les graphiques montrent que la tension reste dans la plage de fonctionnement normale du réseau grâce à la régulation de réactif apporté par les groupes tournants et aux onduleurs des installations de stockage et de production renouvelable.

11.3.1. Cas n°2 : Pertes d'une ligne chargée

La ligne la plus chargée se situe au niveau du PS KAWENI (PS KAWENI- CARRIERE MASSAKINI-PLATEAU SPORTIF), avec un transit de puissance active de 7.4MW et de 2.3MVAr de réactif.

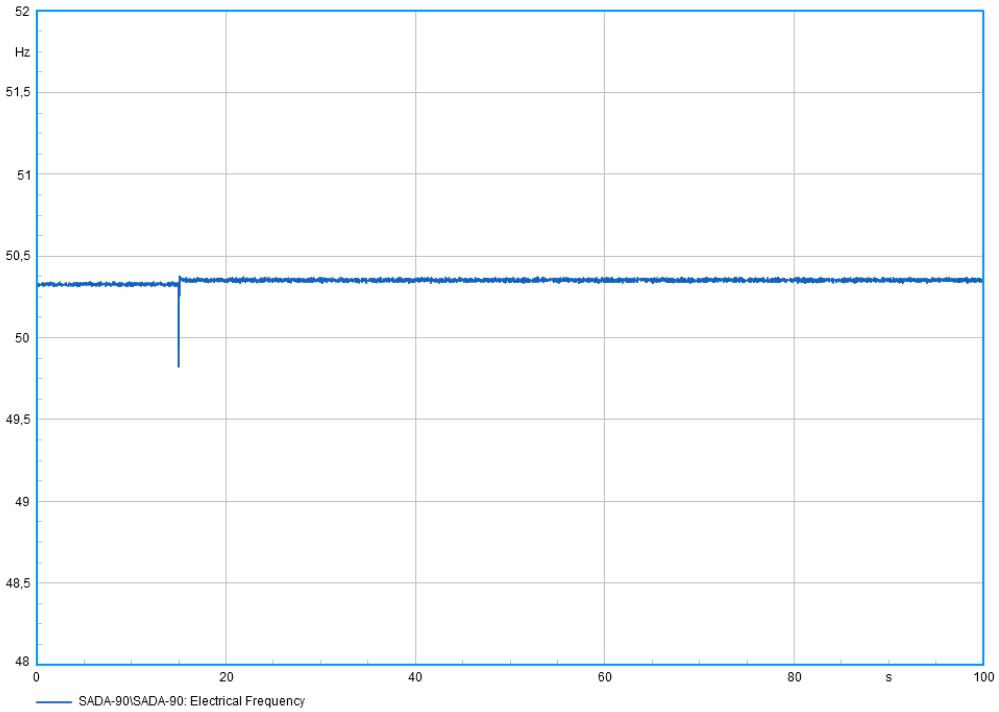


Figure 84: Frequence_scénario4_point 02_ perte d'une ligne chargée

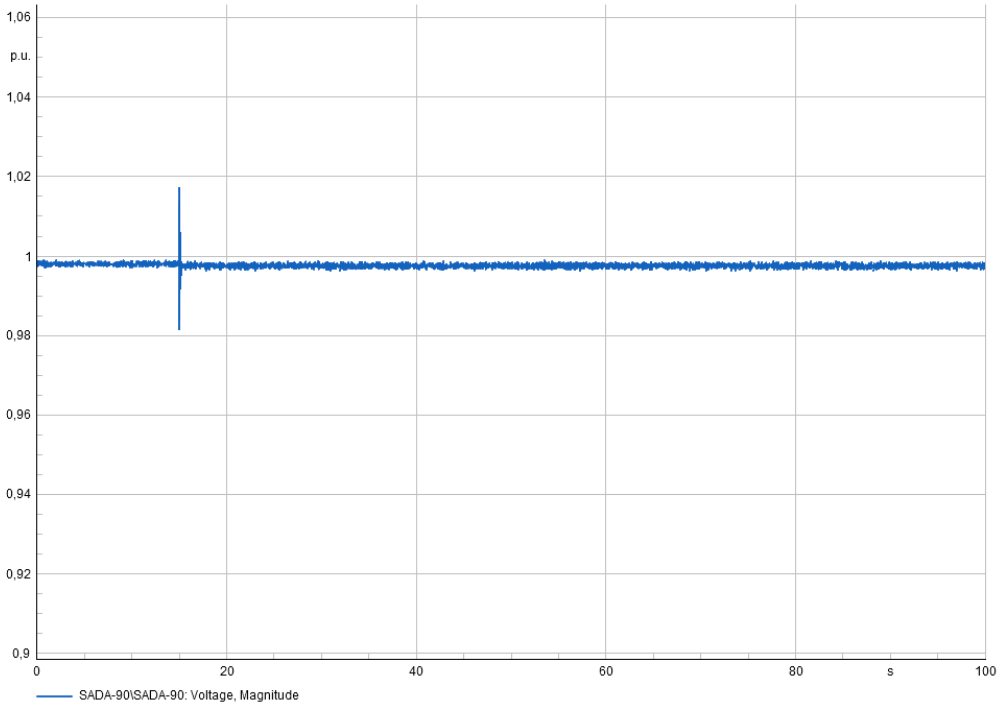


Figure 85:Tension _scénario4_point 04_ perte d'une ligne chargée

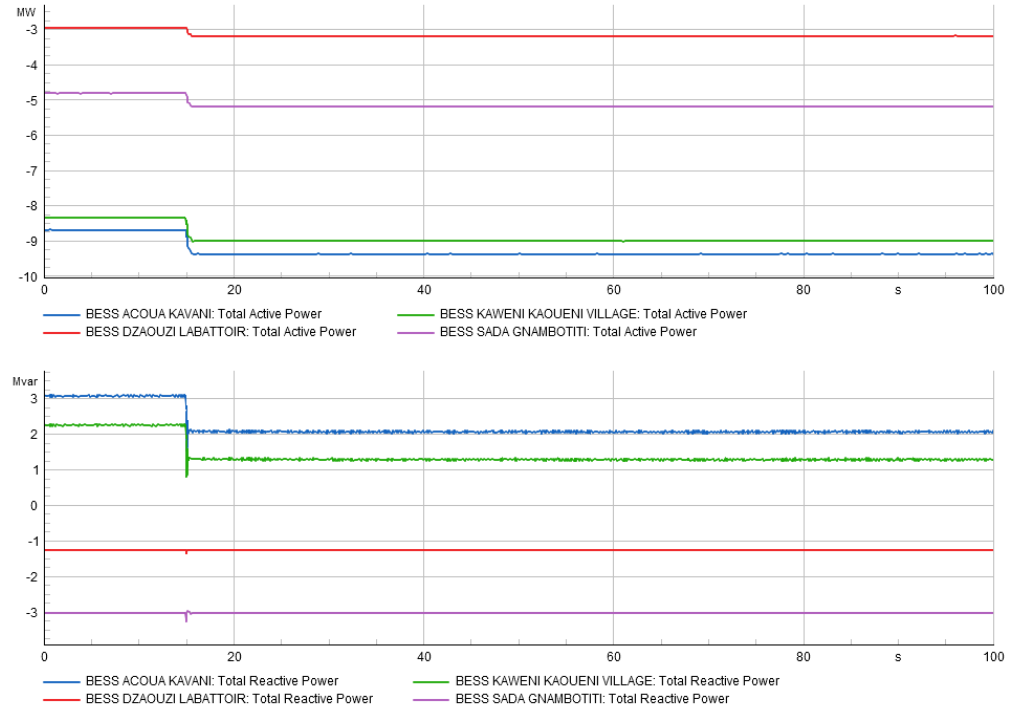


Figure 86: Puissance Active et reactive_BESS_scénario4_point 02_ perte d'une ligne chargée

Lorsqu'une défaillance survient sur la ligne la plus chargée du réseau, les simulations montrent que toutes les grandeurs se rétablissent rapidement à la stabilité en moins de 3 secondes, ce qui témoigne de la résilience du système électrique face à des événements perturbateurs.
Durant cette défaillance, les batteries jouent un rôle essentiel en contribuant la fourniture de réserve, ce qui met en avant l'importance d'une gestion dynamique des réserves pour maintenir la fiabilité du réseau électrique.
Les graphiques montrent que la tension demeure dans la plage admissible, ce qui reflète le fonctionnement normal du système. Cette stabilité en tension est essentielle pour garantir le bon fonctionnement des équipements connectés et éviter toute perturbation sur la qualité de l'énergie fournie.

12. Analyse économique

12.1. Définition et calcul des coûts

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.

12.1.1. Coût total sur la période 2020 – 2050

Le **coût total sur une période de temps** donnée est défini comme la somme de l'ensemble des coûts sur cette même période : amortissements du capital, rémunération des capitaux, coûts échoués, charges fixes et variables.
Le coût total est ici calculé pour la collectivité, de ce fait il n'inclue pas les impôts et taxes qui sont des revenus pour celle-ci. Cependant, afin de permettre une comparaison avec les coûts totaux réels, nous indiquons en pointillé sur les graphiques une estimation du surcout induit par les impôts, taxes et marges.
Les coûts totaux ont été calculés pour les périodes suivantes :

- Cumul sur 2020 – 2050
- Année 2020, 2025, 2030, 2035, 2040, 2045, 2050.

Deux variantes de cet indicateur économique respectivement appelés ici **coût total actualisé**, et **coût total non actualisé** sont possibles selon la prise en compte, ou non, d'un taux d'actualisation sur les dépenses futures.

12.1.2. Coût complet moyen de production

Le **coût complet moyen de production** est calculé pour une année selon la formule suivante :

$$CoutCompletMoyen_{année} = \frac{CoutTotalNonActualise_{année}}{Production_{année}}$$

Nous avons choisi ici de ne pas actualiser le coût complet moyen de production.
Cet indicateur économique représente donc le coût moyen de l'énergie produite sur l'année considérée. Il peut varier significativement d'une année sur l'autre en cas de situation particulière comme par exemple suite au déclassement d'une installation.

12.1.3. Coûts marginaux

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. Lorsque le principe de merit-order est appliqué pour choisir les technologies participant au mix de production à chaque instant, le coût marginal correspond généralement aux technologies mobilisées en dernier recours pour satisfaire une pointe de demande.

Le **coût marginal** sur un pas de temps donné est défini comme la part variable des coûts d'exploitation du moyen de production marginal à cet instant. Cela correspond au coût additionnel à payer pour fournir un kWh supplémentaire à cet instant.
Dans le cadre de l'optimisation du système électrique, réalisée par l'outil ETEM-GR et décrite précédemment, ce coût marginal est obtenu pour chaque poste source. Il peut être différent selon les postes sources lorsqu'une partie du réseau électrique est saturé.

Le **coût marginal maximum** sur le pas de temps considéré est la valeur maximale des coûts marginaux par poste source. Le coût marginal maximum sur une année complète est la valeur maximale des coûts marginaux systèmes sur l'ensemble des pas de temps de l'année.
Le **coût marginal minimum** sur le pas de temps considéré est la valeur minimale des coûts marginaux par poste source. Le coût marginal minimum sur une année complète est la valeur minimale des coûts marginaux minimum sur l'ensemble des pas de temps de l'année.
Une valeur nulle du coût marginal minimum signifie qu'il y a au moins un pas de temps de l'année pendant lequel la totalité de la production d'énergie a été assurée par des technologies dont la part variable des coûts d'exploitation est nulle, c'est-à-dire de type photovoltaïque, éolien, hydroélectrique,....

Le **coût marginal moyen** sur le pas de temps considéré est la moyenne pondérée par les quantités d'énergie produite des moyens de production marginaux pour chaque poste source.

12.1.4. Levelized Cost of Energy (LCOE)

a. LCOE d'une installation

Le **LCOE d'une installation** correspond au coût complet moyen actualisé de l'énergie produite sur la durée de vie de l'installation défini comme le 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 :

$$LCOE_{installation} = \frac{Somme\ des\ coûts\ actualisés\ de\ l'année 1\ à\ n}{Somme\ des\ productions\ actualisées\ de\ l'année 1\ à\ n} = \frac{\sum_{k=1}^{n} \frac{Coûts_k}{(1+\alpha)^k}}{\sum_{k=1}^{n} \frac{Production_k}{(1+\alpha)^k}}$$

Avec :

- α Taux d'actualisation réel
- $Coûts_k$ Coûts en année k : Investissement ou amortissement, charges fixes, charges variables, coûts échoués
- $Production_k$ Production d'énergie en année k

Bien que les scénarios aient été établis sur la période 2020 – 2050, calculer le LCOE sur cette seule période conduirait à une surévaluation dans la mesure où les investissements réalisés sur la période 2030 – 2050 ont une durée de vie supérieure à 20 ans, qui dépasse donc l'année 2050. De ce fait, afin de calculer un LCOE représentatif des trajectoires issues des scénarios, nous calculons sa valeur sur une période allant de 2020 à la fin de vie des équipements, en supposant le parc, les charges de fonctionnement et les productions figés à partir de 2050.
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.

b. LCOE d'une technologie

Le LCOE d'une technologie à l'échelle du territoire est obtenue par l'application de la formule précédente sur l'ensemble des postes sources pour la technologie considérée, comme détaillée par la formule ci-après.

$$LCOE_{Technologie} = \frac{\sum_{PS} \sum_{k=1}^{n} \frac{Coûts_k}{(1+\alpha)^k}}{\sum_{PS} \sum_{k=1}^{n} \frac{Production_k}{(1+\alpha)^k}}$$

c. LCOE moyen du parc

Le LCOE moyen du parc, à l'échelle du territoire et de l'ensemble des technologies de production, est obtenue par l'application de la formule précédente sur l'ensemble des installations : somme respective des coûts et des productions de l'ensemble des technologies et postes sources, selon la formule ci-après.

$$LCOE_{moyen\ parc} = \frac{\sum_{Technologies} \sum_{PS} \sum_{k=1}^{n} \frac{Coûts_k}{(1+\alpha)^k}}{\sum_{Technologies} \sum_{PS} \sum_{k=1}^{n} \frac{Production_k}{(1+\alpha)^k}}$$

d. LCOE avec renforcement réseaux

En l'absence d'étude spécifique à chaque ligne, une incertitude significative peut être associée aux coûts de renforcement des réseaux, nous avons donc choisi de distinguer les LCOE production présentés précédemment de celui plus complet intégrant les coûts de renforcement des réseaux. L'indicateur est alors appelé « LCOE avec renforcement réseaux ».

Le LCOE avec renforcement réseaux est simplement calculé en ajoutant les coûts de renforcement de réseau à l'ensemble des coûts.

e. LCOE médian

Le LCOE médian est défini comme le $LCOE_{Technologie}$ de la technologie pour laquelle la production cumulée de toutes les technologies dont le $LCOE_{Technologie}$ est inférieur $LCOE_{médian}$ représente 50 % de la production de l'ensemble du parc de production.
En d'autres termes, la moitié de la production d'électricité est obtenue à un $LCOE_{Technologie}$ inférieur au $LCOE_{médian}$, et la moitié de la production d'électricité est obtenue à un $LCOE_{Technologie}$ supérieur au $LCOE_{médian}$.

12.1.5. Coûts échoués

Les coûts échoués 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.
Imputer la totalité des coûts échoués sur la seule année du déclassement, se traduirait par une forte augmentation du « Coût complet de production » sur cette même année, et semble par ailleurs peu conforme aux pratiques financières classiques.

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.

12.2. Résultats et analyse économique

Ce chapitre détaille les résultats de l'analyse économique de chaque scénario ; sont présentés :

- Un tableau récapitulatif des différents indicateurs économiques.
- La décomposition des coûts complets de l'énergie en 2050 par technologie.
- La décomposition des coûts totaux actualisés sur la période 2020 – 2050 par technologie.
- La décomposition des coûts totaux actualisés sur la durée de vie des équipements par technologie.

Le tableau ci-après résume les indicateurs économiques obtenus :

	SC1.	SC2	SC3	SC4	
Année 2050					
Coût complet hors marges et impôts[8]	404	211	145	148	€/MWh
Coût marginal moyen	696	474	100	102	€/MWh
Sur la période 2020 – 2050					
Couts totaux non actualisés	4300	3104	2976	2905	M€
Couts totaux actualisés	1785	1493	1505	1483	M€, ref. 2020
Investissements bruts	293	696	803	873	M€
Energie produite actualisée	5533	8789	7399	8220	GWh, ref. 2020
Energie produite non actualisée	15778	31524	26253	27299	GWh
Renforcement des réseaux	2,0	6,13	44,6	44,6	M€
Sur la durée d'amortissement des investissements					
LCOE moyen parc	295	132	142	138	€/MWh
Couts totaux actualisés	2066	1653	1568	1541	M€, ref. 2020
Energie produite actualisée	6995	12544	11018	11152	GWh, ref. 2020
LCOE moyen installations neuves	131	65	51	54	€/MWh
LCOE avec renforcements HTB	296	132	146	142	€/MWh
LCOE médian	58	22	24	28	€/MWh

Tableau 26 – Récapitulatif des indicateurs économiques de chaque scénario

Nous notons ici que pour l'ensemble des scénarios :

- L'impact des coûts de renforcement des réseaux HTA et HTB sur le LCOE moyen parc est négligeable.

[8] 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%).

- 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.

12.2.1. Scénario 1 : 100% Potentiels favorables

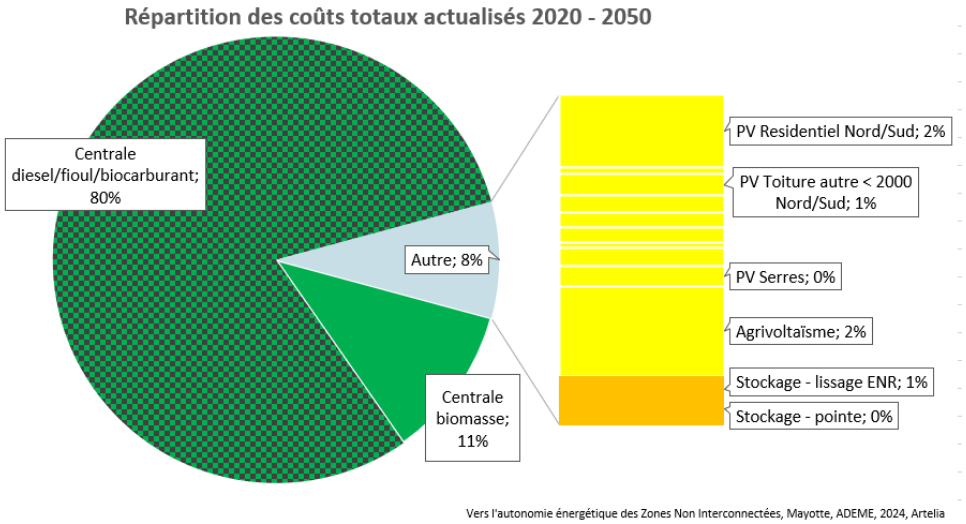


Figure 87 – Décomposition des coûts totaux 2020 – 2050 par filière – scénario 1

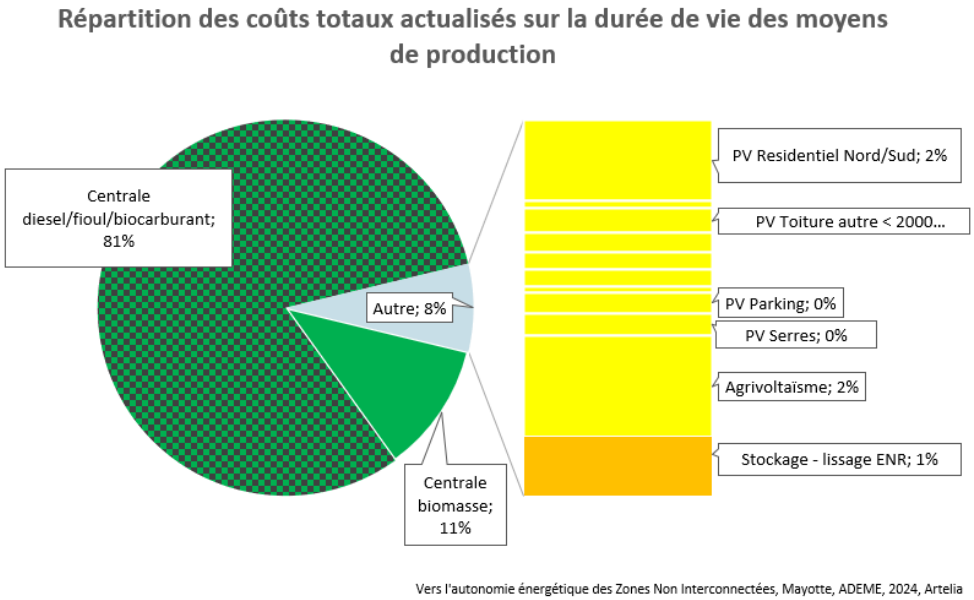


Figure 88 – Décomposition des coûts totaux sur la durée de vie des équipements par filière – scénario 1

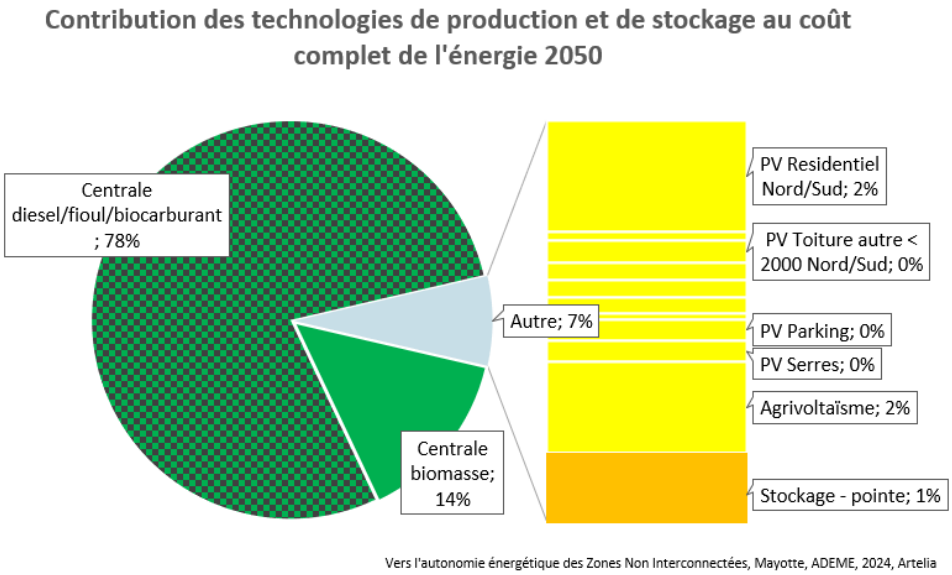


Figure 89 – Décomposition du coût complet de l'énergie 2050 par filière – scénario 1

12.2.2. Scénario 2 : 100% ENR Potentiels élargis

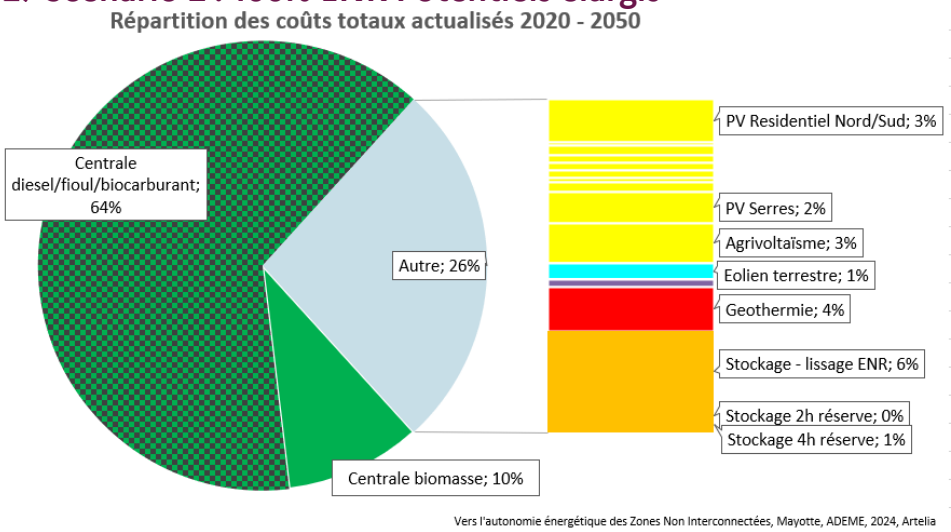


Figure 90 – Décomposition des coûts totaux 2020 – 2050 par filière – scénario 2

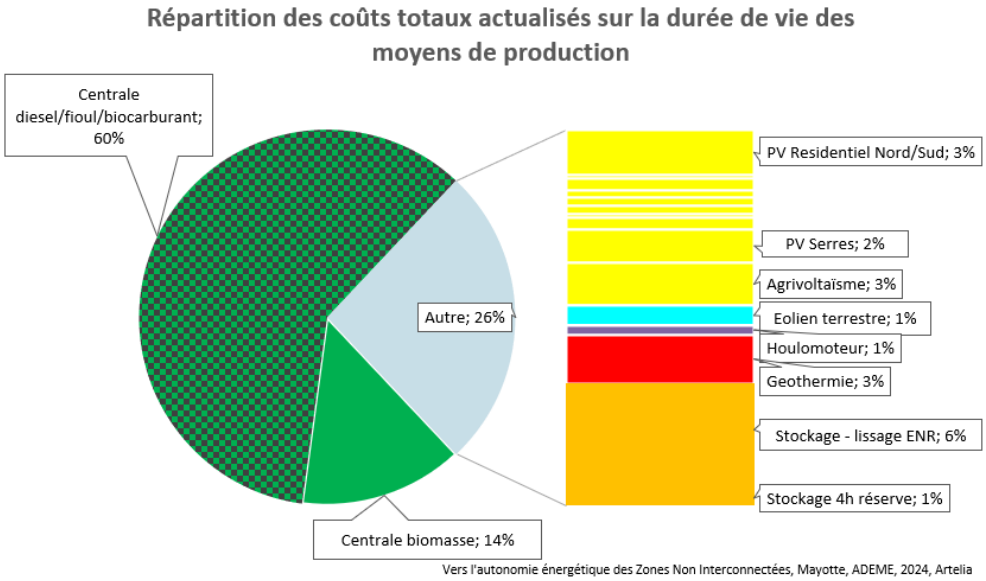


Figure 91 – Décomposition des coûts totaux sur la durée de vie des équipements par filière – scénario 2

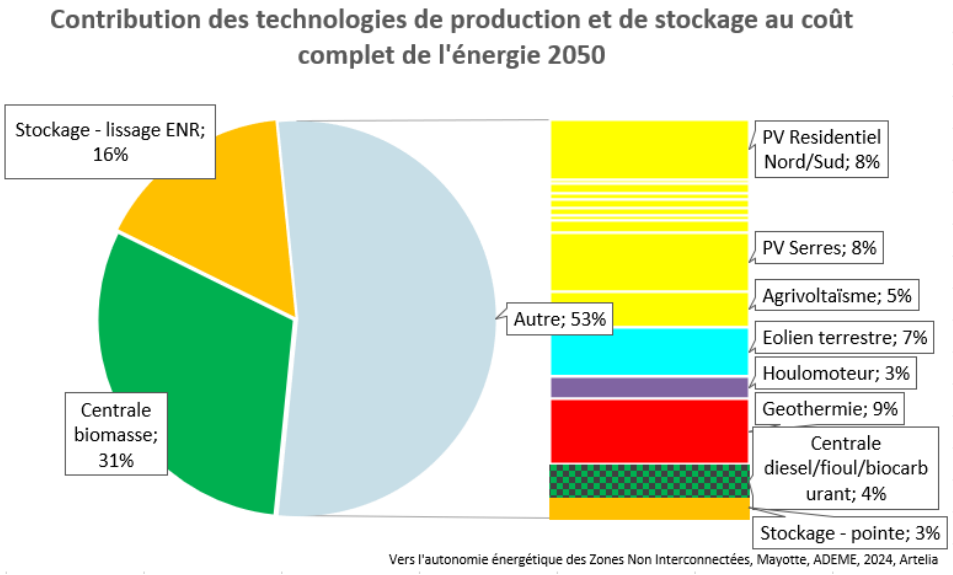


Figure 92 – Décomposition du coût complet de l'énergie 2050 par filière – scénario 2

12.2.3. Scénario 3 : Autonomie Potentiels élargis

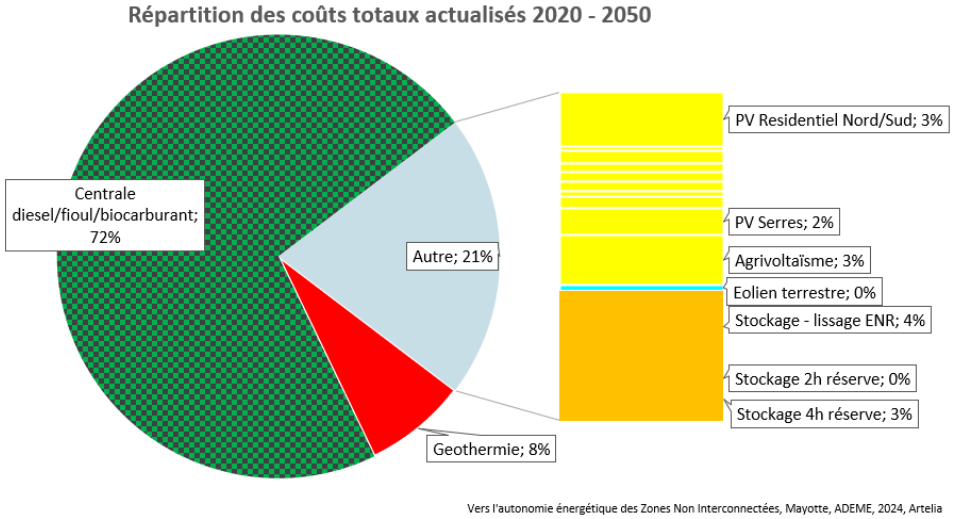


Figure 93 – Décomposition des coûts totaux 2020 – 2050 par filière – scénario 3

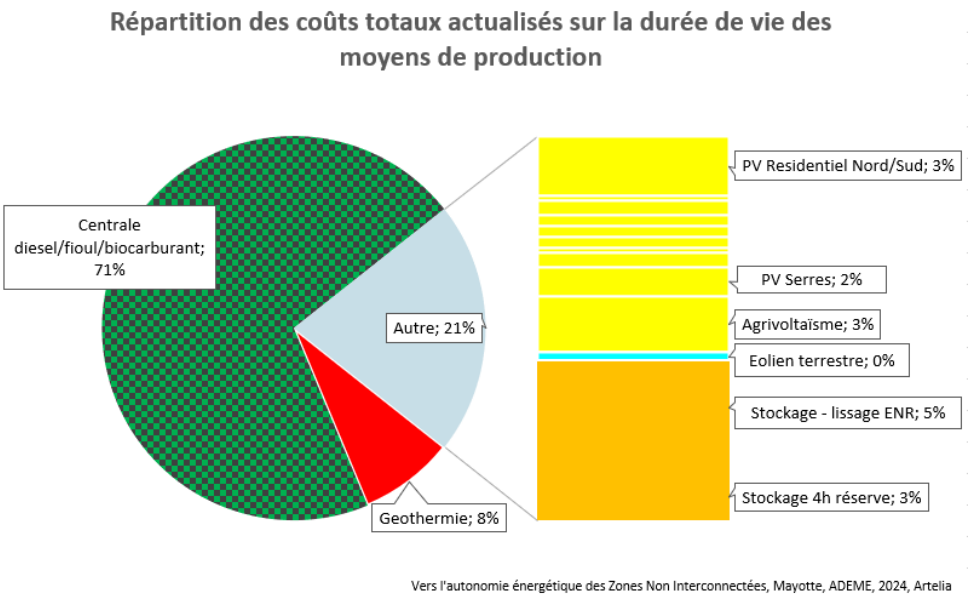


Figure 94 – Décomposition des coûts totaux sur la durée de vie des équipements par filière – scénario 3

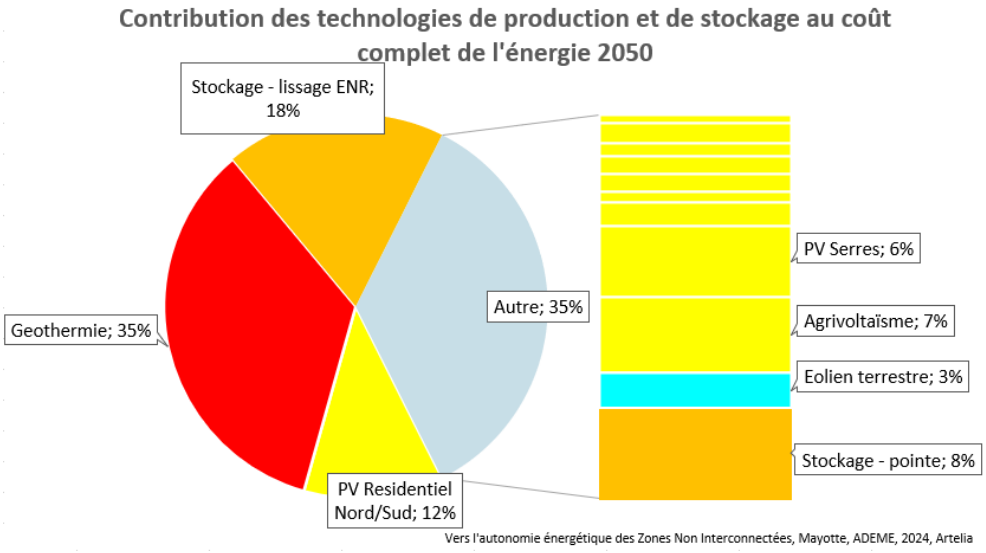


Figure 95 – Décomposition du coût complet de l'énergie 2050 par filière – scénario 3

12.2.4. Scénario 4 : Autonomie Optimale

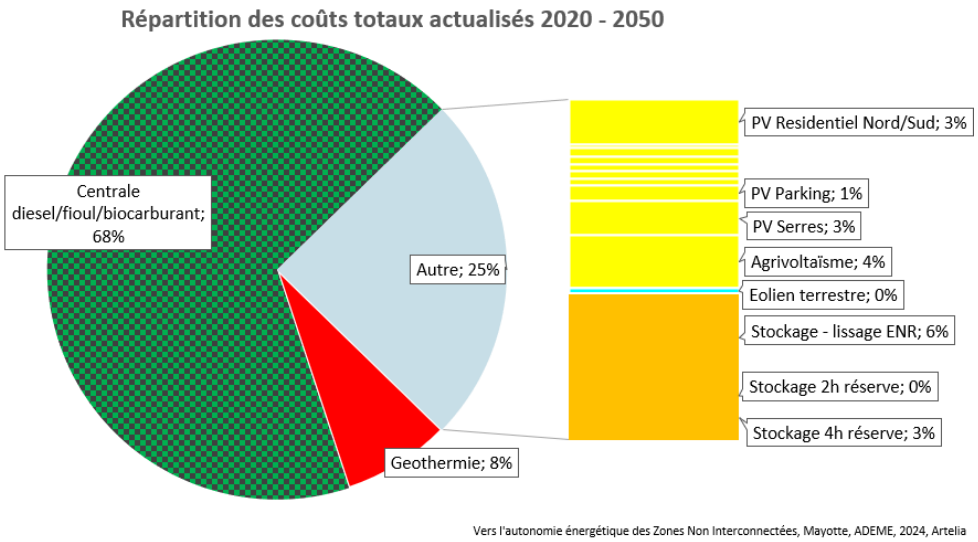


Figure 96 – Décomposition des coûts totaux 2020 – 2050 par filière – scénario 4

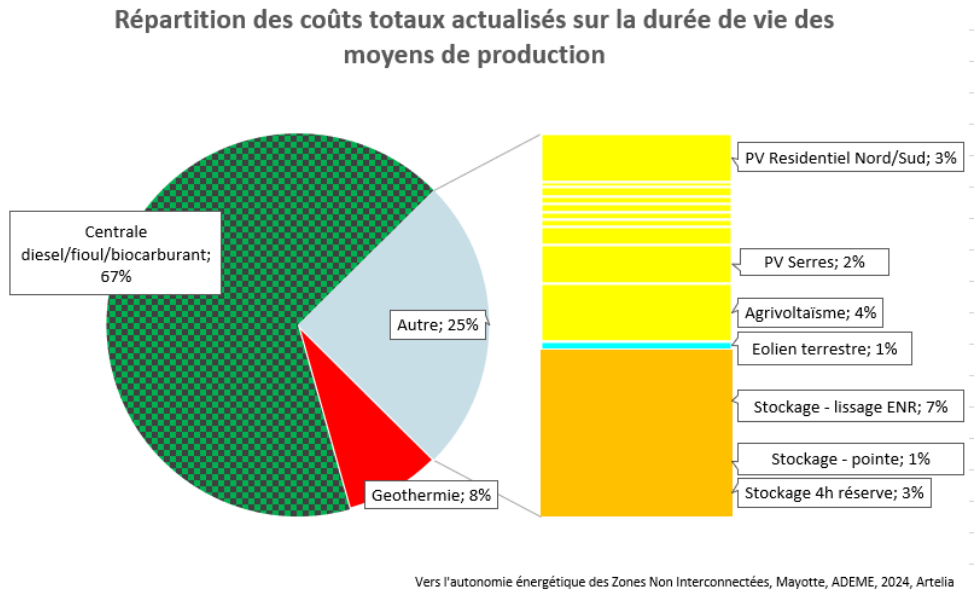


Figure 97 – Décomposition des coûts totaux sur la durée de vie des équipements par filière – scén. 4

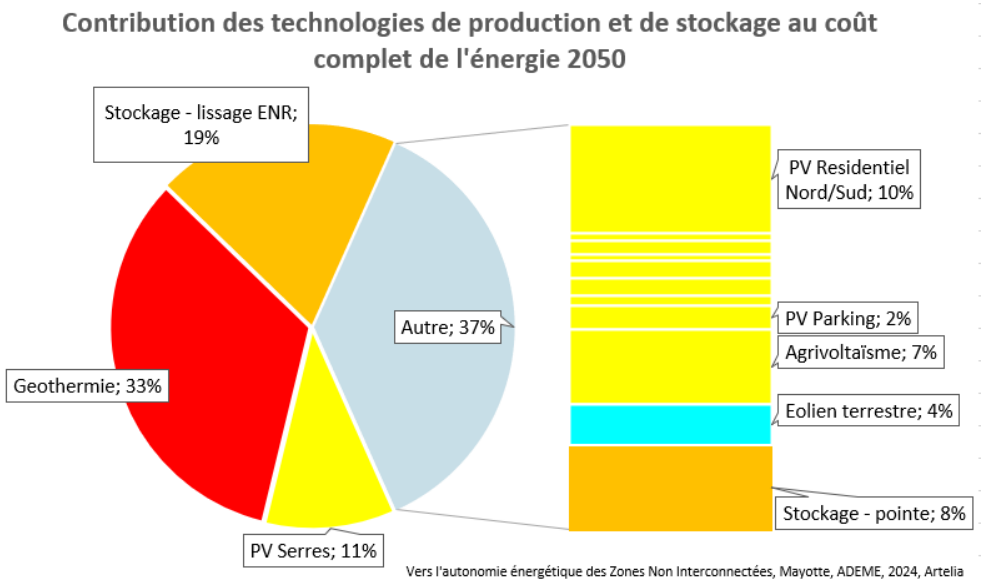


Figure 98 – Décomposition du coût complet de l'énergie 2050 par filière – scénario 4

12.2.5. Bilan des indicateurs économiques

D'une manière générale, le poste le plus important sur la période 2020 – 2050 concerne les centrales à combustibles fossiles, y compris dans les scénarios atteignant l'autonomie énergétique. Ceci s'explique par le poids important de ces filières dans la production d'énergie à court et moyen terme.

Etant donnés 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 assez similaire à celle sur la période 2020-2050 pour l'ensemble des scénarios. Dans les scénarios visant l'autonomie énergétique, la géothermie prend globalement la place des coûts associées à l'importation de biomasse existante dans les scénarios 1 et 2.

La structure du coût de production à 2050 est en revanche très différente selon les scénarios :

- Les potentiels ENR accessibles dans le scénario 1 ne suffisent pas à répondre à la demande énergétique, d'où un recours important à des importations de biocombustibles, responsables de la plus grande part des coûts à 2050 pour ce scénario.
- Dans le scénario 2, les potentiels additionnels accessibles permettent d'éviter les forts coûts liés aux importations de biocombustibles liquides caractérisant le scénario 1. Les importations de biomasse solide représentent alors le plus gros poste de dépenses, complété par les coûts de filières très diverses qui viennent compléter le mix. Les biocombustibles liquides, non visibles dans cette répartition, permettent d'assurer le besoin de réserve froide[9] pour pallier les événements météo les plus critiques.
- Dans les scénarios 3 et 4, l'autonomie force à déclasser les centrales biomasses et à carburants liquides. Pour compenser cette perte de la quasi-totalité des moyens de production dispatchables, une forte puissance de géothermie est investie, ainsi qu'un parc batterie beaucoup plus conséquent permettant d'assurer le rôle de réserve en complément de l'énergie injectée par les ENR variables. La géothermie et le stockage adossé aux parcs ENR non pilotables portent alors la majorité des coûts de production de l'énergie à 2050.

12.3. Comparaison des scénarios

Nous proposons dans ce paragraphe une comparaison des scénarios pour une série de 5 indicateurs :

- Investissements
- Coûts totaux actualisés sur la période 2020 – 2050
- Coût complet moyen de production
- Coûts marginaux de l'électricité
- Levelized Cost of Energy (LCOE)

Pour chaque indicateur, la comparaison est effectuée en considérant le scénario 1 – restreint aux potentiels favorables sans exigence d'autonomie énergétique – comme scénario de référence et en rapportant la valeur de l'indicateur des autres scénarios à ce scénario.

12.3.1. Besoins en investissements selon les scénarios

Le scénario 2 est caractérisé par des investissements plus que doublés par rapport au scénario 1. Ceci est dû à la forte saturation des potentiels ENR dans le scénario 1. L'accès aux potentiels sous-compromis du scénario 2 permet d'investir beaucoup plus massivement dans des moyens de production compétitifs, à la source d'une forte réduction du prix global de l'énergie.
A gisements énergétiques constants, les scénario 2, 3 et 4 permettent d'explorer l'impact du passage à un système électrique autonome énergétiquement. L'exigence de l'autonomie énergétique demande ici

[9] La réserve froide correspond à des groupes à l'arrêt pouvant être démarrés en cas de besoin de puissance anticipé quelques heures au minimum.

des investissements additionnels compris entre +198% pour le scénario S4 (en considérant l'ensemble des potentiels favorables et sous-compromis) et +174% pour le scénario S3 (en conservant une priorité des potentiels favorables sur les potentiels sous-compromis).

Notons ici que ces éléments ne tiennent pas compte des besoins en investissement dans les réseaux 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.

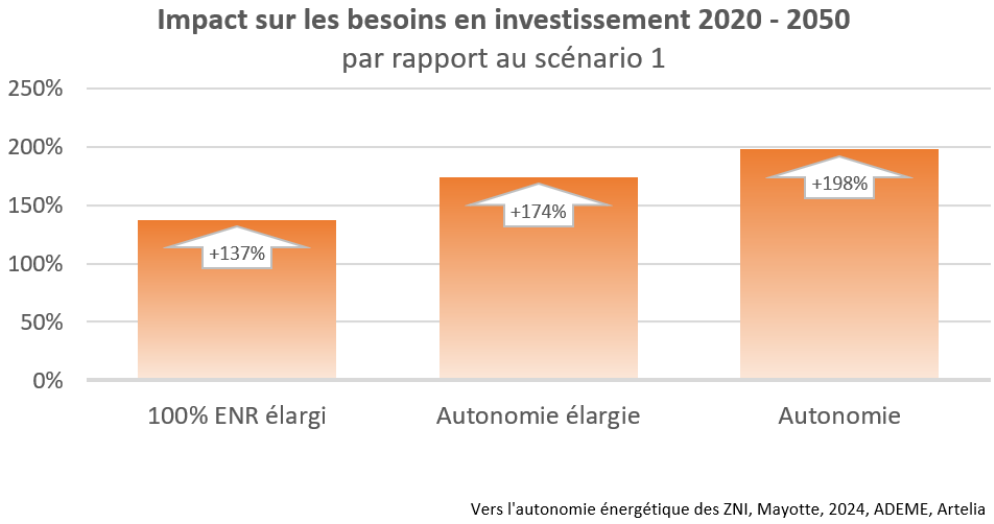


Figure 99 – Impact sur les besoins en investissement brut 2020 - 2050

12.3.2. Coût totaux actualisés sur la période 2020 – 2050

Malgré la hausse des besoins en investissement, les coûts totaux – agrégeant les investissements et les charges sur la période simulée – **des scénarios pour lesquels la valorisation des potentiels sous-compromis est autorisée sont inférieurs d'environ 16% à ceux du scénario 1 restreint aux potentiels favorables.**

Ceci signifie que l'accès aux potentiels ENR sous-compromis (niveau 2) permet de compenser totalement 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 et aux combustibles importés.

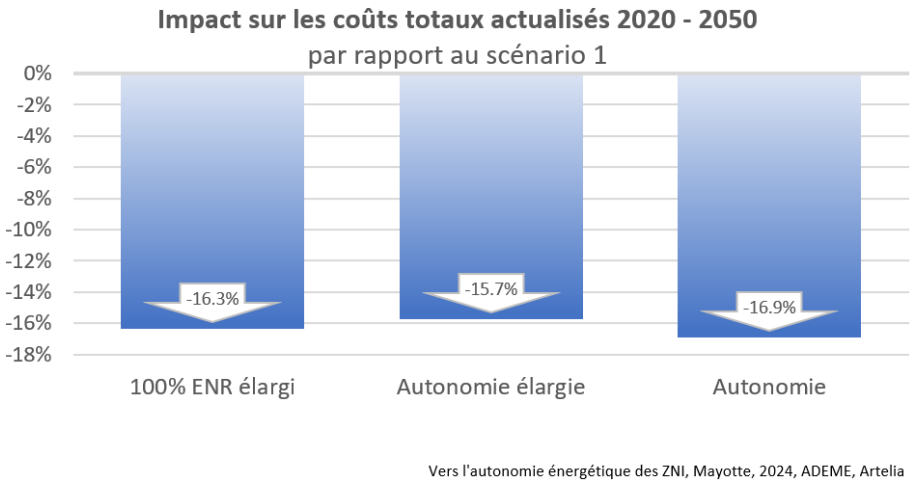


Figure 100 – Impact sur les coûts totaux actualisés 2020 – 2050

12.3.3. Coût complet moyen de production

La projection des coûts complets de production de 2020 à 2050 pour chaque scénario est présentée sur la figure suivante en précisant la structure de ces coûts.

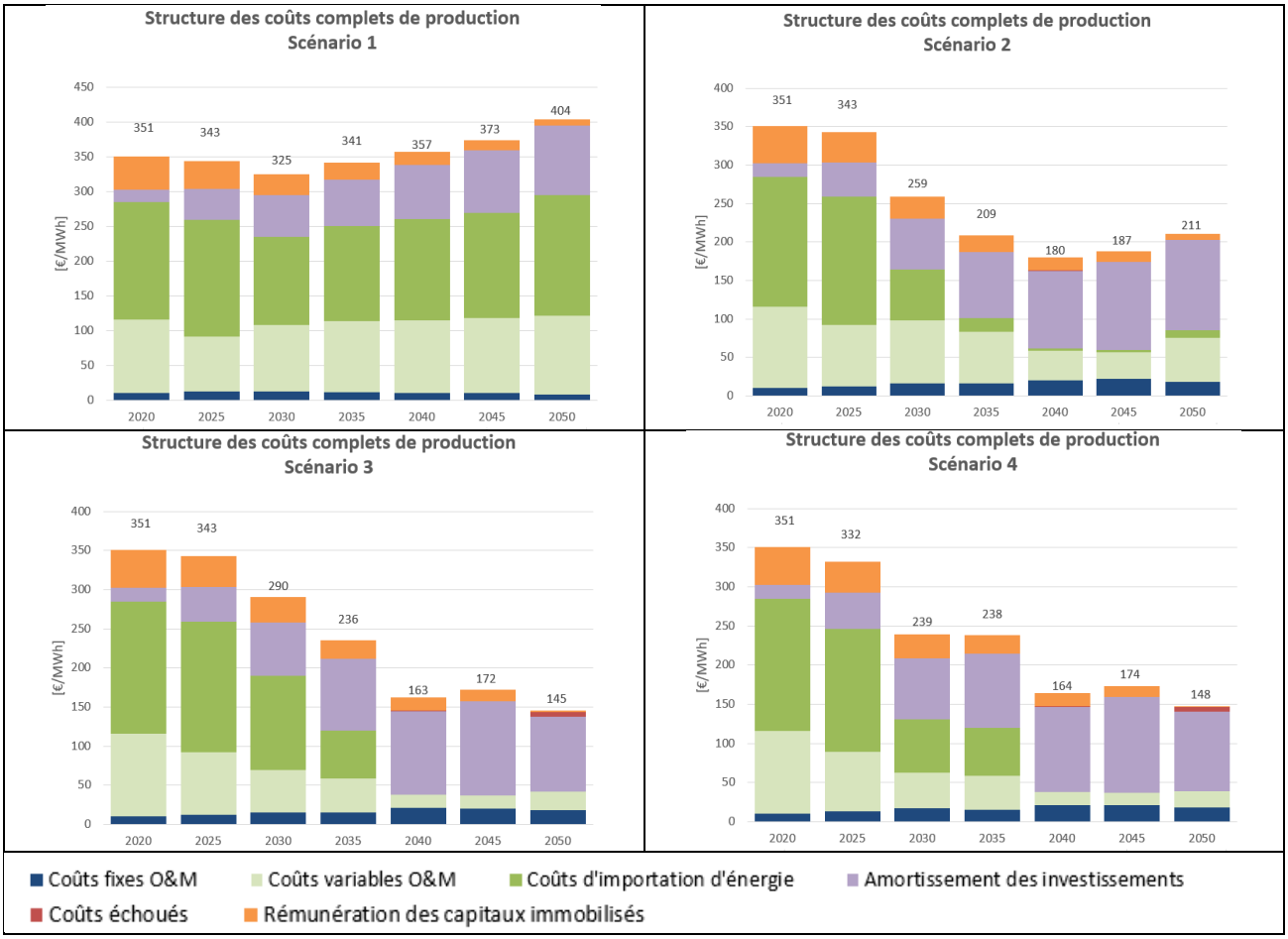


Figure 101 – Trajectoire et structure des coûts complets de production de 2015 à 2050

Nous observons les points suivants :

- Le scénario 1 se caractérise comme étant de seul marqué par une hausse des coûts de production de 2030 à 2040. Ceci est dû à la saturation des potentiels ENR, atteinte à 2030, suite à laquelle la demande à la hausse pousse à l'augmentation des combustibles fossiles représentant une énergie plus couteuse.
- Le coût complet annuel de production à tendance à décroitre dans le temps pour tous les autres scénarios, principalement grâce à la baisse des coûts des importations d'énergie fossile.
- Les coûts d'amortissements et de rémunération du capital immobilisé associés aux installations de production d'énergies fossiles déclassées basculent dans la catégorie des coûts échoués. Ces coûts sont visibles à 2050 pour les scénarios 3 et 4 atteignant l'autonomie énergétiques
- La conversion du parc vers un mix 100% ENR fait bien apparaître le caractère capitalistique des filières ENR avec un amortissement du capital en augmentation de façon significative en 2030 et après.

12.3.4. **Coûts marginaux de l'électricité**

Pour l'ensemble des scénarios, il est ponctuellement nécessaire d'avoir recours à des capacités de stockage de réserve, exceptionnellement appelées pour les périodes météo critiques. L'ensemble des outils possibles de production étant saturés, le coût marginal devient alors un coût CAPEX et non un OPEX, avec des investissements dans des parcs de batteries nécessaires pour assurer l'équilibre offre-demande, malgré la très faible énergie qu'ils permettent de valoriser par rapport à l'ensemble du mix énergétique. Le coût marginal maximum peut alors être calculé comme l'ensemble des surcoûts associés au déploiement de ce stockage additionnel rapporté à l'énergie annuelle moyenne valorisée par ces parcs au fil des années météos simulées. Dans cette logique, le coût du dernier kWh appelé explose et n'a alors pas de sens. Les coûts marginaux ne sont alors pas quantifiés pour les scénarios étudiés.

Globalement, la conclusion suivante peut être dégagée dans une optique de couverture de la demande électrique par des ENR :

- Il est nécessaire de réaliser des investissements dans des systèmes couteux et peu utilisés pour garantir la stabilité du système électrique.[10]
- Un choix judicieux de ces systèmes peut limiter l'impact de ces surcouts sur le coût global de l'énergie

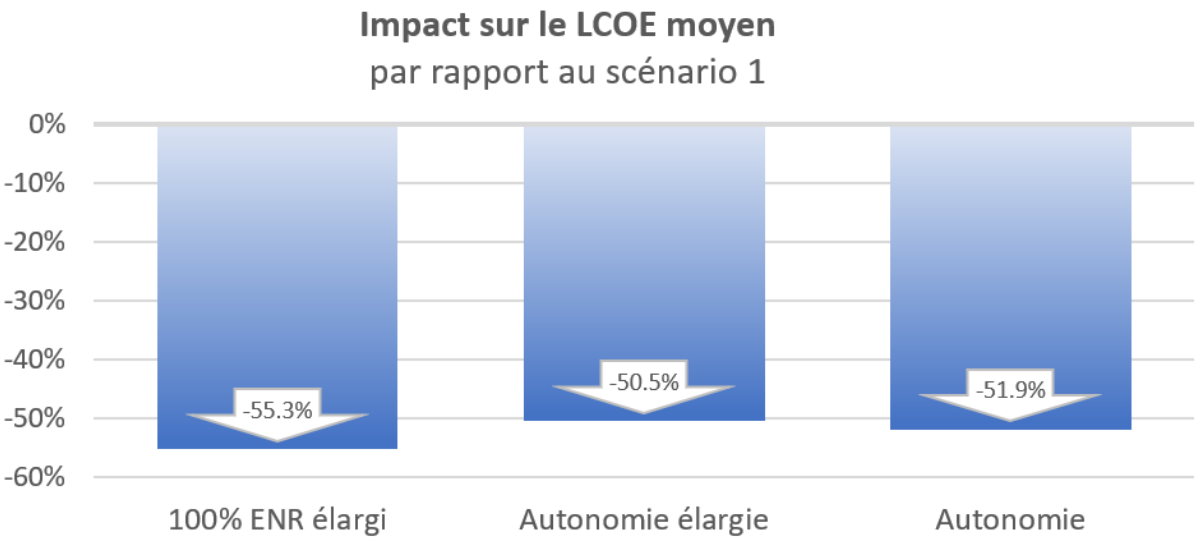
[10] Selon la configuration du système électrique, il peut y avoir besoin d'investir dans un moyen de production + stockage dédié à la couverture du besoin électrique marginal, ce qui conduit à l'introduction d'un poste d'investissement dans ce coût.

12.3.5. Levelized Cost of Energy (LCOE)

La comparaison des coûts par scénario sur la période 2020 – 2050 présente une limite car les gains éventuels des installations mises en service peu avant 2050 n'apparaissent pas ou peu dans la comparaison.
L'indicateur LCOE tenant compte de l'ensemble des coûts et productions sur la durée de vie des équipements, et rapportant les coûts à la production, permet d'avoir une comparaison plus fiable de l'intérêt relatif des scénarios entre eux à long terme.

Pour le scénario 2, l'élargissement des potentiels accessibles aux potentiels sous-compromis permet une réduction du LCOE moyen de 55%.

L'exigence d'autonomie énergétique caractérisant les scénarios 3 et 4 ne cause pas de surcoût global significatif par rapport au scénario 100% ENR élargi.



Vers l'autonomie énergétique des ZNI, Mayotte, 2024, ADEME, Artelia

Figure 102 – Impact sur le LCOE moyen

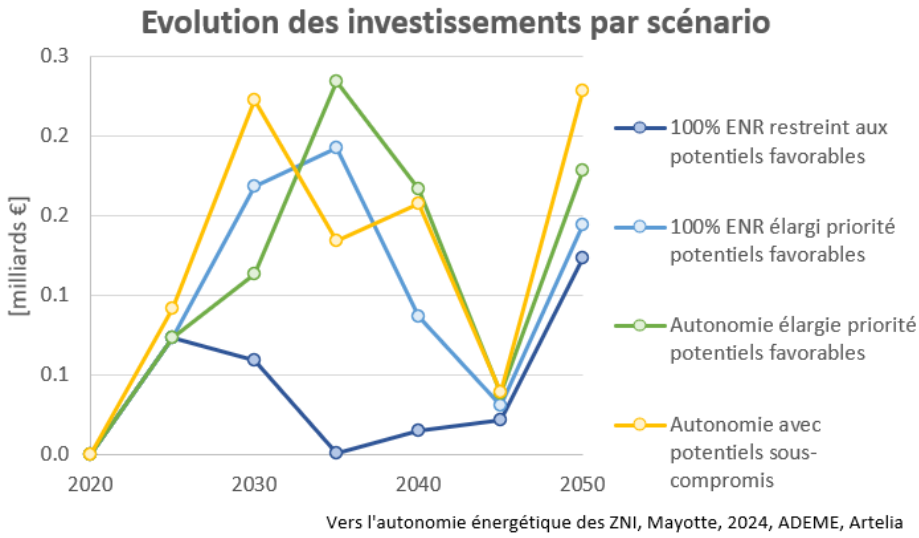
12.4. Synthèse

Les trajectoires des indicateurs économiques selon les scénarios sur la période 2020 – 2050 sont données par les figures ci-dessous.

La logique d'investissement est similaire pour les scénarios 2, 3 et 4, avec un pic des investissements entre 2030 et 2040. Le scénario 1 suit la même logique de hausse des investissements initiaux, mais se heurte dès 2030 à la saturation des potentiels disponibles, empêchant des investissements plus massifs sur la période 2030 2040.

Un pic global des investissements s'observe également à 2050 quels que soit le scénario, principalement dû à un déploiement de capacités de stockages à cette date afin de répondre aux contraintes de taux ENR et d'autonomie imposées à 2050.

Au-delà des investissements, la saturation des potentiels ENR caractérisant le scénario 1 pousse l'ensemble des coûts de production à la hausse jusqu'à 2050 sur ce scénario. A l'inverse, les trois autres scénarios voient leurs coûts associés de production de l'énergie décroitre au fil des années, jusqu'à se stabiliser à partir de 2040 à un coût de production environ divisé par 2 par rapport aux coûts de production à 2020.



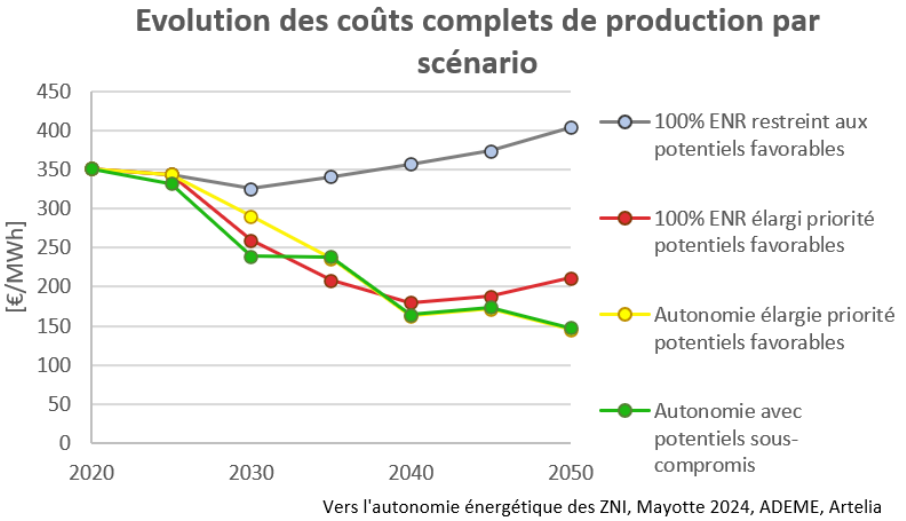
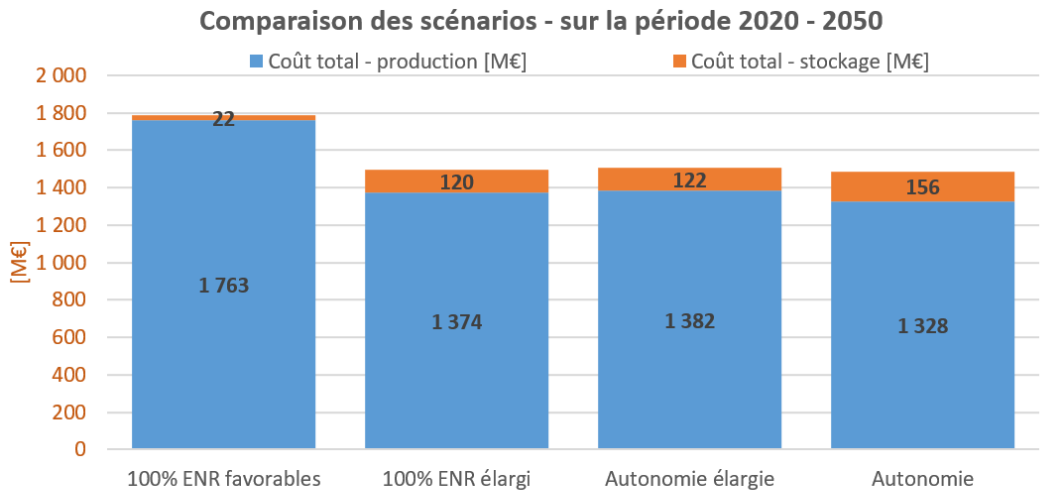


Figure 103 – Trajectoire des indicateurs économiques sur la période 2020 - 2050

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 est marginal par rapport aux coûts de production.
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 n'ont pas pu être représentés. Notons cependant que les coûts de renforcement du réseau de distribution ne sont que partiellement évalués.



Vers l'autonomie énergétique des ZNI, Mayotte, 2024, ADEME, Artelia

Figure 104 – Structure des coûts totaux par grand poste pour chaque scénario sur la période 2020 – 2050

13. Conclusions

La présente étude souligne que l'atteinte des objectifs de 100% ENR et de l'autonomie énergétique, dans des conditions économiques compétitives par rapport au système électrique actuel, est fortement conditionnée par l'évolution à venir du niveau de demande énergétique sur le territoire.

Ainsi, l'étude montre que les potentiels ENR disponibles sur le territoire de Mayotte peuvent, sous un certain nombre de conditions, permettre d'atteindre un niveau d'autonomie très élevé du système électrique dans des conditions économiques compétitives par rapport à la situation actuelle. Dans un contexte de développement important, cette conclusion est valable sous réserve que la demande énergétique reste limitée à environ 530 GWh de demande annuelle – ce qui implique une mise en œuvre très forte d'actions de maîtrise de la demande énergétique – et que l'ensemble des potentiels ENR locaux favorables et sous contraintes sont valorisés.
Toute demande excédent ce seuil de 530 GWh annuel correspondrait alors vraisemblablement à des importations énergétiques limitant l'autonomie énergétique atteinte.

Ce résultat souligne l'importance d'actions fortes de maîtrise de la demande énergétique sur ce territoire aux gisements d'énergies renouvelables limités.

D'importants investissements sont compétitifs dès aujourd'hui, du point de vue de la collectivité (hors prise en compte des taxes, impôts et marges, et du mode de rémunération de ces installations), ce qui conduit à un **déploiement important de capacités de production sur les 10 prochaines années** quels que soit le scénario étudié.

Les niveaux d'investissement nécessaires sont relativement proches pour l'ensemble des scénarios ne saturant pas les potentiels disponibles, et plus faible pour le scénario 1 pour lequel le champ d'investissement est restreint à un gisement ENR réduit. L'ensemble des coûts associés au système électrique pour le scénario 1, sur la période 2020 2050 s'élève alors à 4,3 milliards d'euros, entraîné par la forte part des importations de combustibles. A l'inverse, les scénarios 2, 3 et 4, pour lesquels les potentiels disponibles suffisent à limiter/supprimer les combustibles importés, présentent tous des coûts totaux autour de 3 milliards d'euros. La valorisation de certains potentiels sous-compromis présente ainsi un gisement de réduction du LCOE moyen d'environ 50%.

L'étude démontre que l'optimum économique peut être atteint de manière similaire avec des mix variés, pour lesquels la réserve peut être assurée au choix par des groupes thermiques fonctionnant à la biomasse importée, ou des capacités additionnelles de batteries. Ces installations joueraient alors un rôle de réserve stratégique permettant de pallier les situations extrêmes et les années météos particulièrement défavorables. Pour atteindre l'autonomie énergétique, la production d'ENR variable pèserait alors en moyenne 44% de l'énergie injectée sur le réseau.

Pour un tel mix énergétique, couvrant une demande de 530 GWh annuels maximum, le critère de défaillance de 3h annuel est satisfait sur 70 ans météo, grâce à l'appui d'une géothermie pilotable complétée par des parcs batteries permettant globalement d'assurer l'équilibre offre-demande sur le territoire.

Le poids important des filières météo dépendantes conduit à apporter **une importance toute particulière aux ressources dispatchables** potentiellement disponibles à Mayotte, et en particulier la géothermie complétée par la possible biomasse importée. Nous attirons l'attention sur l'évolution du rôle et de la structure de la rémunération de ces moyens de production d'électricité, et en particulier de la biomasse : la valeur pour le système électrique, de la puissance garantie par ces moyens de production devra être importante, au-delà de la valeur du kWh produit.

Les niveaux de déploiement important de nouvelles capacités de production décentralisées sur le territoire s'accompagnent de besoin de renforcement du réseau HTB et HTA. Les renforcements sont à

réaliser en fonction de 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.

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, …

Références bibliographiques

- Bilans prévisionnels de l'équilibre offre-demande d'électricité, EDM, 2024
- Charges de service public de l'énergie constatées de 2013 à 2016, CRE
- Institut d'Emission des Départements d'Outre-Mer, 2015
- Registre national des installations de production et de stockage d'électricité
- Demande énergétique :
  - EDOM, rapport annuel économique 2022
  - ARS Qualité des eaux destinées à la consommation humaine dans le département de Mayotte, 2021
  - EPFAM - Révision du schéma départemental des ZAE de Mayotte 2021
  - CRE – cadre territorial de compensation de Mayotte 2019
  - Armines – consommation thermosensibles et non-thermosensibles ; profil de consommation par archétype
  - Open data EDM – consommation annuelle par commune en 2018
  - INSEE – Institut national de la statistique et des études économiques – Population par archétype en 2018 et l'évolution de population estimée dans le scénario central
  - Les véhicules électriques en perspective Analyse coûts-avantages et demande potentielle, CGDD, 2011
- Filières solaires :
  - Journal du PV : Cartographie des installations raccordées au réseau, 2011-2016.
  - EU PV Technology Platform : PV LCOE in Europe 2014 – 2030, 2015
  - ADEME :
    - Filière Photovoltaïque Française : Bilan, Perspectives et Stratégie, 2015
    - Un mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations, Evolution des coûts technologiques, 2015
    - Feuille de route photovoltaïque, 2011
  - Fraunhofer : Current and future cost of photovoltaics, Agora Energiewend, 2015
  - Bloomberg New Energy Finance : World Energy Perspective - cost of Energy Technologies, World Energy Council, 2013
  - DECC – UK : Electricity Generation Costs, 2013
  - IRENA : Renewable Power Generation Cost, 2012
  - IEA : Projected costs of generating electricity, 2010
  - EU : Energy Sources, Production Costs and Performance of Technologies for Power Generation, Heating and Transport, ENERGY SECURITY AND SOLIDARITY ACTION PLAN, Second Strategic Energy Review, 2008
- Filières biomasse et déchets :
  - Rapport SYPECAR, 2016
- Eolien :
  - Etude de la pertinence et des conditions de réalisation d'une filière éolienne à Mayotte, 2019
  - ADEME: Atlas éolien wind-atlas
  - Documentation technique des éoliennes (constructeurs)
  - IRENA, 2012
  - Fraunhoffer institute, 2012
  - UK, Department of Energy and Climate Change, 2013
- EMR :
  - Etude de modélisation pour l'exploitation des ressources marines pour la production d'électricité dans les Régions Ultra Périphériques – Région Martinique – Novembre 2007
  - DCNS. Pré-étude d'impact pour un site ETM au large de la commune de Bellefontaine, 2011
  - Frantz Sinama. Etude de la production d'électricité à partir de l'énergie thermique des mers à l'île de la Réunion : modélisation et optimisation du procédé. Université de la Réunion, 2011

- Fundamental research into the hurricane resistant design of offshore wind turbine support structures, Northeastern University and UMASS-Amherst, 2016

- Géothermie :
  - BRGM, ADEME : Projet EVALGTHDOM
    - Analyse du Cycle de Vie d'une centrale géothermique haute énergie dans le contexte des DROM, 2014, BRGM, BRGM/RP-62538-FR.
    - Analyse du Cycle de Vie de scénarios prospectifs du mix électrique de la Guadeloupe à l'horizon 2030, 2015, ADEME
  - AFD : Projet de centrale géothermique à la Dominique et d'interconnexion électrique Guadeloupe – Dominique – Martinique
- Hydroélectricité :
  - Office de l'Eau de la Martinique : Evaluation du potentiel hydroélectrique du Bassin Martinique - Rapport de synthèse, 2008
  - DAEL Guadeloupe, ONEMA et Agences de L'eau : Etude sur la récupération des coûts des services liés à l'utilisation de l'eau sur les bassons métropolitains et d'Outre-Mer : Approfondissement pour les usages Hydroélectricité, Navigation, Forages, Protection contre les inondations
  - IRENA, 2012
- Stockage :
  - Solar industry, Crossing the Chasm, FITT Research, Markets Research, Deutsche Bank, 2015
  - Energy Storage Cost, Summary for Utility Planning, Electric Power Research Institute (EPRI), 2016
  - Lazard's levelized cost of storage analysis, Lazard, 2015
- EDM :
  - Données confidentielles transmises par EDM :
    - caractéristiques des moyens de production,
    - caractéristiques des infrastructures réseaux,
    - historiques de production d'énergie.
- Modèles et données numériques
  - INSEE :
    - Projection de la population, Omphale, 2022
    - Base SIRENE
  - SOeS :
    - Livraison d'électricité par commune
    - Capacités renouvelables raccordées au réseau électrique par commune
  - IGN :
    - BDTopo, 2016
  - BRGM :
    - Base de données Basias
  - TRANSVALOR / MINES ParisTech - Armines :
    - HelioClim-3 Database of Solar Irradiance hc3v5
  - IFREMER CERSAT
    - Global Blended Mean Wind Fields
  - MERCATOR
    - Global Ocean Analysis and Forecast System
  - Armines :
    - Chroniques horaires météo
  - Navionics :
    - Bathymétrie
  - AGRESTE :
    - Recensements agricoles (données communales), 2010
    - Staistique Agricole Annuelle de 2000 à 2009
- Système énergétique :
  - Programmation Pluriannuelle de l'Energie de Mayotte 2017-2018

- Prestation d'accompagnement du travail de mise à jour des scénarios énergétiques ADEME 'Visions 2030-2050', ADEME, 2016
- Vers un mix électrique 100% renouvelable en 2050, ADEME, 2015
- World Energy Outlook (WEO), AIE, 2014, 2016

- Modèle d'optimisation de système énergétique : ETEM
  - F. Babonneau and A. Haurie. Energy Technology Environment Model with Smart Grid and Robust Nodal Electricity Prices, Annals of Operations Research, to appear
  - Frédéric Babonneau, Michael Caramanis and Alain Haurie, A systems approach to regional energy Modeling with smart grid integrated distributed energy resources. IAEE Energy Forum, second quarter 2016, pp. 15-18.
  - Frédéric Babonneau, Michael Caramanis, Alain Haurie, 2016. A linear programming model for power distribution with demand response and variable renewable energy. Applied Energy, Pages 83-95, November 2016.
  - Frédéric Babonneau, Michael Caramanis & Alain Haurie, 2016, ETEM-SG: Optimizing Regional Smart Energy System with Power Distribution Constraints and Options, Environmental Modeling & Assessment, 22(5):411430, 2017.
  - Christopher Andrey, Frédéric Babonneau, Alain Haurie et Maryse, Modélisation stochastique et robuste de l'atténuation et de l'adaptation dans un système énergétique régional. Application à la région Midi-Pyrénées, Natures Sciences Sociétés 2015/2 (Vol. 23), p. 133-149.
- Modélisation du système électrique et étude de la stabilité du réseau :
  - Prabha Kundur, Power System Stability and Control, McGraw-Hill, 1994, pp. 271-315
  - EDF, Référentiel Technique HTB, SEI REF 01, 2008, pp. 1-22
  - Commission Electrotechnique Internationale, CEI 60076-5, Transformateurs de puissance – Tenue au court-circuit, 2000
  - PowerFactory 2017, Template Documentation Battery Energy Storing System Template, DIgSILENT GmbH, 2016
  - PowerFactory 2017, Template Documentation Photovoltaic System Template, DIgSILENT GmbH, 2016
  - PowerFactory 2017, Template Documentation Fully Rated WTG Template, DIgSILENT GmbH, 2016
  - PowerFactory 2017, Technical Reference Documentation Complex Load, DIgSILENT GmbH, 2016

Index des tableaux

Tableau 1 – Potentiel photovoltaïque [MW] 25
Tableau 2 – Bilan de puissances installées et potentiel additionnel éolien [MW] 27
Tableau 3 – Potentiel biomasse [MW] 32
Tableau 4 – Potentiels géothermiques [MW] 34
Tableau 5 – Potentiel additionnel éolien offshore [MW] 36
Tableau 6 – Potentiel Houlomoteur [MW] 38
Tableau 7 – Répartition des capacités ENR résiduelles à 2050 par filière et par poste source [MW] .. 41
Tableau 8 – Répartition des potentiels ENR additionnels (favorables, sous compromis) à 2050 par filière et par poste source [MW] 45
Tableau 9 – Découpage temporelle 52
Tableau 10 – Base de données technologique 54
Tableau 11 : Décomposition des coûts références du stockage pour lissage des ENR variables 70
Tableau 12 : Décomposition des coûts du stockage pour lissage des ENR variables retenu pour le territoire de Mayotte. 70
Tableau 13 : Décomposition des coûts références du stockage pour couverture de l'aléa et de la pointe 71
Tableau 14 : Décomposition des coûts du stockage pour lissage des ENR variables retenu pour le territoire de Mayotte. 72
Tableau 15 – Synthèse du paramétrage des scénarios étudiés 84
Tableau 16 – Principaux résultats des optimisations pour les quatre scénarios 85
Tableau 17 – Capacités ENR installées en 2050 et taux d'exploitation des potentiels éligibles par scénario 86
Tableau 18 – Facteurs d'émissions CO2 par filière hors ENR variables 92
Tableau 19 – Facteurs d'émissions annuels de CO2 par filière pour les ENR variables, exprimés par unité de puissance installée 92
Tableau 20 – Energies potentielles annuelles résiduelles disponibles à 2050 par scénario et par filière [GWh] 94
Tableau 21 – Pertes réseau avant renforcement [MW] 109
Tableau 22 – Pertes réseau après renforcement [MW] 109
Tableau 23 – Table des renforcements, scénario 1 110
Tableau 24 – Table des renforcements, scénario 2 111
Tableau 25 – Table des renforcements, scénario 3 112
Tableau 26 – Récapitulatif des indicateurs économiques de chaque scénario 122
Tableau 27 – Liste des paramètres de l'archive ERA5 qui seront nécessaire pour l'étude. 150
Tableau 28 – Définition des caractéristiques pour l'archive finale tenant compte des besoins du projet. 153
Tableau 29 – Définition des caractéristiques spatiales pour l'extraction des données ERA5. 153
Tableau 30 – Exemple simple de requête utilisant l'API permettant de télécharger un fichier netcdf contenant toutes les variables recherchées pour un jour 156
Tableau 31 – Décompositions des filières technologiques considérées 157
Tableau 32 – Script préparé pour collecter l'archive de données ERA5 comportant un fichier par variable et par années pour chacune des ZNIs 158
Tableau 33 : Impédances de court-circuit des transformateurs utilisés dans le modèle 161
Tableau 34 : Liste des postes HTA considérés dans le modèle et leurs puissances de transformation 163
Tableau 35 : Poste d'injection HTA considérés dans le modèle Power Factory, et « poste source » de rattachement pour l'étude 169
Tableau 36 : Poste d'injection considéré associés aux différentes zones d'étude 169
Tableau 37 : Puissances installées sur le scénario 1 (MW) 172
Tableau 38 : Répartition de la production, scénario 1- point 01 (MW) 173
Tableau 39: Répartition de la production, scénario 1- point 02 (MW) 174
Tableau 40: Répartition de la production, scénario 1- point 03 (MW) 174
Tableau 41: Puissances installées sur le scénario 2 (MW) 176
Tableau 42: Répartition de la production, scénario 2- point 01 (MW) 177
Tableau 43: Répartition de la production, scénario 2- point 02 (MW) 178
Tableau 44: Répartition de la production, scénario 2- point 03 (MW) 179
Tableau 45: Puissances installées sur le scénario 3 (MW) 180

Tableau 46: Répartition de la production, scénario 3- point 01 (MW) *181*
Tableau 47 : Répartition de la production, scénario 3- point 02 (MW) *182*
Tableau 48: Répartition de la production, scénario 3- point 03 (MW) *183*
Tableau 49: Puissances installées sur le scénario 4 (MW) *184*
Tableau 50: Répartition de la production, scénario 4- point 01 (MW) *185*
Tableau 51: Répartition de la production, scénario 4- point 02 (MW) *186*
Tableau 52: Répartition de la production, scénario 4- point 03 (MW) *187*
Tableau 53 : Table des renforcements, scénario 1 ..... *188*
Tableau 54 : Chiffrage des renforcements, scenario 1 ..... *189*
Tableau 55 : Table des renforcements, scénario 2 ..... *190*
Tableau 56 : Chiffrage des renforcements, scenario 2 ..... *190*
Tableau 57 : Table des renforcements, scénario 3 ..... *192*
Tableau 58 : Chiffrage des renforcements, scenario 3 ..... *195*
Tableau 59 : Table des renforcements après mutation de la liaison KAWENI-BADAMIER en 90 kV (sensibilité du scénario 3) *196*
Tableau 60 : Chiffrage des renforcements des postes électriques, scenario 3, sensibilité 90 kV du scénario 3 ..... *196*
Tableau 61 : Chiffrage des renforcements des lignes électriques, scenario 3, sensibilité 90 kV *197*
Tableau 62 : Table des renforcements, scénario 4 ..... *198*
Tableau 63 : Chiffrage des renforcements, scenario 4 ..... *199*
Tableau 64 : Chiffrage des renforcements des lignes électriques, scenario 4, sensibilité 90 kV *200*
Tableau 65 : Chiffrage des renforcements des postes électriques, scenario 4, sensibilité 90 kV *200*
Tableau 66 : Chiffrage des renforcements des postes électriques, scenario 4, sensibilité 90 kV *200*
Tableau 67: Pertes réseau avant renforcement en MW *201*
Tableau 68: Pertes réseau après renforcement en MW *201*
Tableau 69 Paramètres économiques 2020 pris en compte pour l'évaluation des rubans garantis .. *264*
Tableau 70 Répartition des potentiels solaires et éolien en fonction des postes sources (poste source sans potentiel renouvelables)* *264*
Tableau 71 Investissement en potentiel pour chaque poste source *266*
Tableau 72 Paramètres économiques issus du mix énergétique optimal assurant le ruban garanti .. *266*

Index des figures

Figure 1 – Méthodologie générale de l'étude *12*
Figure 2 - Synoptique général de l'étude *14*
Figure 3 – Illustration de la spatialisation des données météo ERA5 au moyen des données satellites CAMS RAD *15*
Figure 4 – Courbes de charge journalière selon le trimestre (jour de semaine) – 2021 ..... *16*
Figure 5 – Reconstitution par poste des courbes de charge journalière *17*
Figure 6 – Projection à 2050 de l'évolution de la population à Mayotte *17*
Figure 7 – Courbes de charge journalière selon le type de jour de semaine (orange) et week-end (bleu) (trimestre 4) – 2050 ..... *18*
Figure 8 – Evolution des véhicules électriques dans tous les scénarios *19*
Figure 9 – Hypothèse d'évolution de la part flexible de la charge des véhicules électriques *19*
Figure 10 – Reconstitution des courbes de charge type incluant la mobilité électrique – *20*
Figure 11 – Evolution de la demande annuelle globale en GWh/an *20*
Figure 12 Méthodologie de caractérisation de la ressource photovoltaïque *24*
Figure 13 – Bilan des puissances installées et potentiels photovoltaïques par poste source *25*
Figure 14 – Méthodologie de caractérisation de la ressource éolienne *26*
Figure 15 – Bilan des puissances installées et potentiels photovoltaïques par poste source *28*
Figure 16 – Cartographie des zones de potentiel éolien terrestre *29*
Figure 17 – Méthodologie de caractérisation des potentiels des filières biomasse/déchets *32*
Figure 18 – Cartographie des équipements de gestion des déchets en lien avec leur valorisation énergétique *33*
Figure 19 – Méthodologie de caractérisation de la ressource géothermique *34*
Figure 20 – Méthodologie de caractérisation de la ressource éolienne offshore *35*
Figure 21 – Cartographie des sites potentiels éolien offshore *36*
Figure 22 – Méthodologie de caractérisation du potentiel houlomoteur *37*

Figure 23 – Cartographie des sites potentiels houlomoteurs 38
Figure 24 - Répartition des capacités ENR existantes (haut) et production disponible associée (bas) à 2020 par filière et poste source 40
Figure 25 – Répartition capacités ENR résiduelles à 2050 par filière et poste source 41
Figure 26 – Répartition des potentiels ENR Potentiels favorables (Puissance en haut, Energie en bas) à 2050 par filière 42
Figure 27 – Répartition des potentiels ENR sous compromis (Puissance en haut, Energie en bas) à 2050 par filière 43
Figure 28 – Distribution des puissances potentielles ENR additionnelles par filière à 2050 (hors importations de biocarburant liquide) 44
Figure 29 – Répartition des potentiels ENR additionnels à 2050 par filière et par poste source 44
Figure 30 – Répartition des potentiels ENR totaux additionnels à 2050, exprimés en part de l'énergie disponible 46
Figure 31 - Répartition par poste source des capacités existantes, et potentiels additionnels (favorables et sous compromis) à 2050 (Puissance en haut et Energie en bas) 47
Figure 32 – Système énergique de référence 48
Figure 33 – Schéma d'utilisation du modèle ETEM 51
Figure 34 – Carte du réseau électrique modélisé sous ETEM 53
Figure 35 – Exemple de flux de puissance calculés par ETEM pour une timeslice donnée 55
Figure 36 – Exemple de courbes de charge sur une ligne de transmission 56
Figure 37 – Exemple de courbes de charge et de production sur le poste source 3 56
Figure 38 - Illustration des paramètres du modèle de production thermique 57
Figure 39 – Méthodologie des études de stabilité du système électrique. 59
Figure 40 – Réponse de la batterie à une commande en échelon 62
Figure 41 – Principes de construction des scénarios étudiés 65
Figure 42 – Indices des prix des énergies conventionnelles de 2020 à 2050 66
Figure 43 – Evolution des coûts des combustibles taxe carbone comprise 66
Figure 44 - Projection du LCOS des systèmes de stockage pour lissage de la production ENR variable 70
Figure 45 : Projection du LCOS des systèmes de stockage pour couverture de l'aléa et de la pointe 72
Figure 46 – Bilan 2050 - Scénario « 100% ENR Potentiels favorables » 75
Figure 47 – Trajectoire 2020-2050 - Scénario « 100% ENR Potentiels favorables » 75
Figure 48 – Bilan 2050 - Scénario « 100% ENR Potentiels élargis» 77
Figure 49 – Trajectoire 2020-2050 - Scénario « 100% ENR Potentiels élargis » 78
Figure 50 – Bilan 2050 - Scénario « Autonomie potentiels élargis » 79
Figure 51 – Trajectoire 2020-2050 - Scénario « Autonomie potentiels élargis » 80
Figure 52 – Bilan 2050 - Scénario « Autonomie Optimale » 82
Figure 53 – Trajectoire 2020-2050 - Scénario « Autonomie Optimale » 83
Figure 54 - Comparaison des mix énergétiques en 2050 85
Figure 55 - Bilan des potentiels valorisés par niveau de contrainte à 2050 85
Figure 56 – Trajectoire 2020-2050 – Filière photovoltaïque (gauche : GWh ; droite : MW) 87
Figure 57 – Trajectoire 2020-2050 – Filière Eolienne (gauche : GWh ; droite : MW) 88
Figure 58 – Trajectoire 2020-2050 – Filière Biomasse (Hors Bagasse) (gauche : GWh ; droite : MW) 88
Figure 59 – Trajectoire 2020-2050 – Filière Thermique 89
Figure 60 – Puissances installées par poste source à 2050 pour chaque scénario 91
Figure 61 – Evolutions prospectives des émissions annuelles de CO2 93
Figure 62 – Energies potentielles annuelles résiduelles disponibles à 2050 par scénario et par filière [GWh] 94
Figure 63 – LCOE de l'éolien offshore sur le territoire en fonction de l'année d'investissement (€/MWh) 95
Figure 64 – Bilan des flux du scénario 1 (GWh) : 100% ENR potentiels favorables – Haut : année la moins favorable, Bas : année médiane 96
Figure 65 – Analyse statistique des conditions de fonctionnement du scénario 1 97
Figure 66 – Monotones normalisées de production par filière – année de production PV + Eolien médiane – Sc. 1 98
Figure 67 – Monotones normalisées de production par filière – année de production PV + Eolien min – Sc. 1 98
Figure 68 – Bilan des flux du scénario 2 (GWh) : 100% ENR Potentiels élargis – Haut : année la moins favorable, Bas : année médiane 99
Figure 69 – Analyse statistique des conditions de fonctionnement du scénario 2 100

Figure 70 – Monotones normalisées de production par filière – année de production PV + Eolien médiane – Sc. 2 ..... *101*
Figure 71 – Monotones normalisées de production par filière – année de production PV + Eolien min – Sc. 2 ..... *101*
Figure 72 – Bilan des flux du scénario 3 (GWh) : Autonomie Potentiels élargis – Haut : année la moins favorable, Bas : année médiane *102*
Figure 73 – Analyse statistique des conditions de fonctionnement du scénario 3 ..... *103*
Figure 74 – Monotones normalisées de production par filière – année de production PV + Eolien médiane – Sc. 3 ..... *103*
Figure 75 – Monotones normalisées de production par filière – année de production PV + Eolien min – Sc. 3 ..... *104*
Figure 76 – Bilan des flux du scénario 4 (GWh) : Autonomie Optimale – Haut : année la moins favorable, Bas : année médiane *104*
Figure 77 – Analyse statistique des conditions de fonctionnement du scénario 4 ..... *105*
Figure 78 – Monotones normalisées de production par filière – année de production PV + Eolien médiane – Sc. 4 ..... *106*
Figure 79 – Monotones normalisées de production par filière – année de production PV + Eolien min – Sc. 4 ..... *106*
Figure 80 – Fréquence scénario 4_point 02 perte de production soudaine *115*
Figure 81 – Tension scénario 4_point 02 perte de production soudaine *115*
Figure 82 – Puissance active et reactive _ Générateurs _ scénario 4_point 02 perte de production soudaine *116*
Figure 83 – Puissance Active et reactive BESS scénario 4_point 02 perte de production soudaine *116*
Figure 84: Frequence_scénario4_point 02_ perte d'une ligne chargée *117*
Figure 85:Tension _scénario4_point 04_ perte d'une ligne chargée *118*
Figure 86: Puissance Active et reactive_BESS_scénario4_point 02_ perte d'une ligne chargée *118*
Figure 87 – Décomposition des coûts totaux 2020 – 2050 par filière – scénario 1 ..... *123*
Figure 88 – Décomposition des coûts totaux sur la durée de vie des équipements par filière – scénario 1 ..... *123*
Figure 89 – Décomposition du coût complet de l'énergie 2050 par filière – scénario 1 ..... *124*
Figure 90 – Décomposition des coûts totaux 2020 – 2050 par filière – scénario 2 ..... *124*
Figure 91 – Décomposition des coûts totaux sur la durée de vie des équipements par filière – scénario 2 ..... *125*
Figure 92 – Décomposition du coût complet de l'énergie 2050 par filière – scénario 2 ..... *125*
Figure 93 – Décomposition des coûts totaux 2020 – 2050 par filière – scénario « Avantage technologique » *125*
Figure 94 – Décomposition des coûts totaux sur la durée de vie des équipements par filière – scénario 3 ..... *126*
Figure 95 – Décomposition du coût complet de l'énergie 2050 par filière – scénario 3 ..... *126*
Figure 96 – Décomposition des coûts totaux 2020 – 2050 par filière – scénario 4 ..... *127*
Figure 97 – Décomposition des coûts totaux sur la durée de vie des équipements par filière – scén. 4 ..... *127*
Figure 98 – Décomposition du coût complet de l'énergie 2050 par filière – scénario 4 ..... *127*
Figure 99 – Impact sur les besoins en investissement brut 2020 - 2050 ..... *129*
Figure 100 – Impact sur les coûts totaux actualisés 2020 – 2050 ..... *129*
Figure 101 – Trajectoire et structure des coûts complets de production de 2015 à 2050 ..... *130*
Figure 102 – Impact sur le LCOE moyen *132*
Figure 103 – Trajectoire des indicateurs économiques sur la période 2020 - 2050 ..... *133*
Figure 104 – Structure des coûts totaux par grand poste pour chaque scénario sur la période 2020 – 2050 ..... *134*
Figure 107 – Localisation des zones non interconnectées (ZNI) considérées dans l'étude. *148*
Figure 108 – Principe de construction d'une série temporelle de TMY *149*
Figure 109 – Représentation schématique du principe de fonctionnement des réanalyses. *151*
Figure 110 – Illustration de l'évolution des données assimilées par le modèle de réanalyse au cours du temps. *152*
Figure 111 – Visualisation des zones d'extraction et des coordonnées de points d'ERA5 pour chaque ZNI *154*
Figure 112 – Copie d'écran du site cds.climate.copernicus.eu détaillant la prise en main de l'API CDS *155*

Figure 113 – Copie d'écran de la page du site cds.climate.copernicus.eu permettant de choisir parmi les variables d'ERA5 disponible dans le CDS ainsi que de générer le script python utilisant l'API pour télécharger les données choisies 155
Figure 114 : Réseau actuel HTB (PS LONGONI, KAWENI, SADA, BADAMIER) 161
Figure 115 : Réseau HTA Mayotte simplifié 162
Figure 116: Fréquence_scénario1_point 01_perte de production soudaine 205
Figure 117 : Tension _scénario1_point 01_perte de production soudaine 205
Figure 118 : Puissance active_Generateurs_scénario1_point 01_perte de production soudaine 206
Figure 119: Puissance active et reactive_BESS_scénario1_point 01_perte de production soudaine 206
Figure 120: Fréquence_scénario1_point 01_perte de ligne chargée 207
Figure 121: Tension _scénario1_point 01_ perte de ligne chargée 207
Figure 122: Puissance active et réactive_Generateurs_scénario1_point 01_ perte de ligne chargée 208
Figure 123: Générateur puissance active et réactive_BESS_scénario1_point 01_ perte de ligne chargée 208
Figure 124: Fréquence_scénario1_point 02_perte de production soudaine 209
Figure 125: Tension _scénario1_point 02_perte de production soudaine 209
Figure 126: Puissance Active et reactive_Generateurs_scénario1_point 02_perte de production soudaine 210
Figure 127: Puissance active et reactive_BESS_scénario1_point 02_perte de production soudaine 210
Figure 128: Fréquence_scénario1_point 02_ perte de ligne chargée 211
Figure 129: Tension _scénario1_point 02_ perte de ligne chargée 211
Figure 130 : Puissance active et reactive_Generateurs_scénario1_point 02_perte d'une ligne chargée 212
Figure 131 : Puissance active et reactive_BESS_scénario1_point 02_perte d'une ligne chargée 212
Figure 132: Fréquence_scénario1_point 03_perte de production soudaine 213
Figure 133: Tension_scénario1_point 03_perte de production soudaine 214
Figure 134: Générateur Puissance Active et reactive_scénario1_point 03_perte de production soudaine 214
Figure 135 : BESS Puissance Active et reactive_scénario1_point 03_perte de production soudaine 215
Figure 136: Fréquence_scénario1_point 03_ perte d'une ligne chargée 216
Figure 137: Tension _scénario1_point 03_ perte d'une ligne chargée 216
Figure 138: Générateur Puissance Active et réactive_scénario1_point 03_ perte d'une ligne chargée 217
Figure 139 : BESS Puissance Active et reactive_scénario1_point 03_ perte d'une ligne chargée 217
Figure 140: Fréquence _scénario2_point 01_perte de production soudaine 218
Figure 141: Tension _scénario2_point 01_perte de production soudaine 219
Figure 142: Puissance Active_BESS_scénario2_point 01_perte de production soudaine 219
Figure 143: Fréquence _scénario2_point 01_perte de production soudaine_2 220
Figure 144: Tension _scénario2_point 01_perte de production soudaine_2 220
Figure 145: Puissance Active et reactive_BESS_scénario2_point 01_perte de production soudaine_2 221
Figure 146 : Puissance Active et reactive_Generateurs_scénario2_point 01_perte de production soudaine_2 221
Figure 147: Vitesse générateur_scénario2_point 01_ perte d'une ligne chargée 222
Figure 148: Tension_scénario2_point 01_ perte d'une ligne chargée 222
Figure 149 : Puissance Active et reactive_Generateurs_scénario2_point 01_ perte d'une ligne chargée 223
Figure 150: Puissance Active et reactive_BESS_scénario2_point 01_ perte d'une ligne chargée 223
Figure 151: Fréquence _scénario2_point 02_perte de production soudaine 225
Figure 152: Tension _scénario2_point 02_perte de production soudaine 225
Figure 153: Puissance Active et reactive_Generateurs_scénario 2_point 02_perte de production soudaine 226
Figure 154: Puissance Active et reactive_BESS_scénario1_point 02_perte de production soudaine 226
Figure 155: Générateur vitesse_scénario2_point 02_ perte d'une ligne chargée 227
Figure 156: Tension_scénario2_point 02_ perte d'une ligne chargée 227
Figure 157 : Puissance Active et réactive_BESS_scénario2_point 02_ perte d'une ligne chargée ... 228
Figure 158: Puissance Active et reactive_BESS_scénario2_point 02_ perte d'une ligne chargée 228
Figure 159: Fréquence _scénario2_point 03_perte de production soudaine 230
Figure 160: Tension_scénario2_point 03_perte de production soudaine 230

Figure 161 : Puissance Active et reactive_Generateurs_scénario2_point 03_perte de production soudaine 231
Figure 162: Puissance Active et reactive_BESS_scénario2_point 03_perte de production soudaine 231
Figure 163: Tension_scénario2_point 03_perte de production soudaine_2 232
Figure 164: Fréquence_scénario2_point 03_ perte d'une ligne chargée 233
Figure 165: Tension_scénario2_point 03_ perte d'une ligne chargée 233
Figure 166 : Puissance Active et reactive_Generateurs_scénario2_point 03_ perte d'une ligne chargée 234
Figure 167: Puissance Active et reactive_BESS_scénario2_point 03_ perte d'une ligne chargée 234
Figure 168: Fréquence_scénario3_point 01_perte de production soudaine 235
Figure 169 : Tension_scénario3_point 01_perte de production soudaine 236
Figure 170: Puissance active et réactive_Générateurs_scénario3_point 01_perte de production soudaine 236
Figure 171: Puissance Active et réactive_BESS_scénario3_point 01_perte de production soudaine 237
Figure 172 : Fréquence_scénario3_point 01_ perte d'une ligne chargée 238
Figure 173: Tension _scénario3_point 01_ perte d'une ligne chargée 238
Figure 174: Puissance Active et reactive_Générateurs_scénario3_point 01_perte d'une ligne 239
Figure 175: Fréquence_scénario3_point 02_perte de production soudaine 240
Figure 176: Tension _scénario3_point 02_perte de production soudaine 241
Figure 177: Puissance Active et réactive_Générateurs_scénario3_point 02_perte de production soudaine 241
Figure 178:Puissance Active et reactive_BESS_scénario3_point 02_perte de production soudaine 242
Figure 179: Fréquence_scénario3_point 02_ perte d'une ligne chargée 243
Figure 180: Tension _scénario3_point 02_ perte d'une ligne chargée 243
Figure 181: Puissance Active et reactive_BESS_scénario3_point 02_ perte d'une ligne chargée 244
Figure 182: Fréquence_scénario3_point 03_perte de production soudaine 245
Figure 183: Tension _scénario3_point 03_perte de production soudaine 245
Figure 184 : Puissance Active et reactive_Générateurs_scénario3_point 03_perte de production soudaine 246
Figure 185 : Puissance Active et reactive_BESS_scénario3_point 03_perte de production soudaine 246
Figure 186: Fréquence_scénario3_point 03_ perte d'une ligne chargée 247
Figure 187:Tension _scénario3_point 03_ perte d'une ligne chargée 247
Figure 188 : Puissance Active et reactive_Generateurs_scénario3_point 03_perte d'une ligne 248
Figure 189: Puissance Active et reactive_BESS_scénario3_point 03_perte d'une ligne 248
Figure 190: Fréquence scénario 4_point 01_perte de production soudaine 249
Figure 191: Tension _scénario4_point 01_perte de production soudaine 250
Figure 192: Puissance Active et reactive_Generateurs_scénario 4_point 01_perte de production soudaine 250
Figure 193: Puissance Active et reactive_BESS_scénario4_point 01_perte de production soudaine 251
Figure 194: Fréquence_scénario4_point 01_ perte d'une ligne chargée 252
Figure 195 : Tension _scénario4_point 01_ perte d'une ligne chargée 252
Figure 196: Puissance Active et reactive_Générateurs_scénario 4_point 01_ perte d'une ligne chargée 253
Figure 197 : Puissance Active et reactive_BESS_scénario 4_point 01_ perte d'une ligne chargée .. 253
Figure 198: Fréquence scénario 4_point 02_perte de production soudaine 254
Figure 199 : Tension_scénario4_point 02_perte de production soudaine 255
Figure 200: Puissance Active et reactive_Générateurs_scénario 4_point 02_perte de production soudaine 255
Figure 201 : Puissance Active et reactive_BESS_scénario4_point 02_perte de production soudaine 256
Figure 202: Frequence_scénario4_point 02_ perte d'une ligne chargée 257
Figure 203:Tension _scénario4_point 04_ perte d'une ligne chargée 257
Figure 204: Puissance Active et reactive_BESS_scénario4_point 02_ perte d'une ligne chargée 258
Figure 205 : Fréquence_scénario4_point 03_perte de production soudaine 259
Figure 206 : Tension _scénario4_point 03_ perte de production soudaine 260
Figure 207: Puissance Active et reactive_Générateurs_scénario4_point 03_perte de production soudaine 260
Figure 208 : Puissance Active et reactive_BESS_scénario4_point 03_perte de production soudaine 260

Figure 209 : Fréquence_scénario4_point 03_ perte d'une ligne chargée 261
Figure 210 : Tension _scénario4_point 03_ perte d'une ligne chargée 261
Figure 211 : Puissance Active et reactive_Generateurs_scénario4_point 03_ perte d'une ligne chargée 262
Figure 212 : Puissance Active et reactive_BESS_scénario4_point 03_ perte d'une ligne chargée ... 262
Figure 211 Répartition des parcs pour assurer une demande de 1MW 266
Figure 212 Répartition des coûts par MWh par poste source 267
Figure 213 Chroniques normalisées de production des filières PV (orange) et éoliennes (bleu) sur les postes sources de Acoua (Abscisse : heures à partir du 101ème jour de l'année 1978 sur 2 semaines – Ordonnées : Puissance normalisée) 268
Figure 214 Taux de défaillance obtenue lors de la simulation sur l'ensemble des chroniques 269
Figure 215 Ratio garanti par le mix énergétique optimal pour chaque poste source 269

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

ANNEXES

A1. Données météo

1.1 Introduction et rappel des objectifs

La méthodologie présentée dans cette partie concerne la génération d'une archive de données météorologiques destinée à la simulation des sources d'énergies météo-dépendantes ainsi que de la demande. Nous proposons ici une méthodologie qui pourra être appliquées au six zones non interconnectées (ZNI) représentée sur la Figure 3.

Figure 105 – Localisation des zones non interconnectées (ZNI) considérées dans l'étude.

Une grande partie des analyses étant basée sur des paramètres météorologiques, le choix de la méthodologie est important pour assurer le bon déroulement et la qualité de l'étude. En particulier, nous nous assurerons que la base de données comporte tous les paramètres météorologiques nécessaire au travail de simulation mais sont aussi collectées sur un domaine spatial et temporel suffisants pour répondre aux questions de l'étude.

Lors de la précédente étude, l'utilisation d'années météorologiques typiques (TMY pour « typical meteorological year » en anglais) avait conduit à des questionnements méthodologiques importants : la difficulté de prendre en compte la cohérence spatiale ou entre paramètres pouvait conduire à des questionnements sur la pertinence des analyses conduites en aval. Par éviter cet écueil, nous avons reconsidéré la pertinence des TMY et proposé une approche alternative répondant mieux aux besoins de l'étude tout en permettant de conduire des analyses plus poussées sur la variabilité due à la météorologie sur la sécurité de l'approvisionnement électrique.

Dans ce rapport, nous résumons tout d'abord la réflexion menée sur les TMY et conduisant au choix d'une méthodologie alternative aux TMY. Les critères qui ont menés à la sélection des données de réanalyse ERA5 sont ensuite détaillées et cette source de données décrite. Le travail conduit pour l'extraction des données est ensuite résumé et les tâches restantes présentées en conclusion.

1.2 Positionnement méthodologique sur la base de données climatique

Il est courant pour les analyses intensives en temps de calcul, de réduire des historiques de données météorologiques en années météorologique typique (TMY). L'archive de TMY est une donnée synthétique dont l'objectif est de représenter des statistiques long-terme à l'aide d'une année de données. Les TMY sont généralement construites par bloc mensuel. Comme illustré dans la figure 5, pour chaque bloc, une année est sélectionnée dans une archive long terme afin que ce mois représente les statistiques long terme de la série temporelle. Le critère pour la sélection du mois le

mieux adapté est souvent l'indice de Finkelstein-Schafer (Finkelstein and Schafer 1971). Cette méthodologie est celle qui a été suivie lors de l'étude précédente.

Pour chaque bloc, le mois avec la distance minimale de Finkelstein-Schafer par rapport à la distribution moyenne cumulée du mois est choisi. La distance de Finkelstein-Schafer est égale à la moyenne des distances δi entre les distributions cumulées (CDF) de chaque journée i du mois et la distribution cumulée long terme.

$$FS_j = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} \delta_i$$

où δi est la différence entre les CFD à court terme et à long terme pour le jour i du mois (n est le nombre de jours du mois) et j est le paramètre (indice) considéré. Plus la valeur de FS est petite, plus l'ajustement des deux CDF est petite et donc, plus le TMY ressemble aux données à long terme. Il est à noter qu'une valeur nulle de la statistique FS indique des moyennes, des écarts-types et des distributions identiques entre le TMY et les données à long terme.

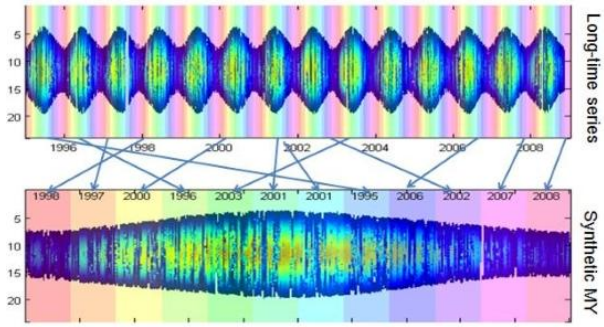


Figure 106 – Principe de construction d'une série temporelle de TMY

Le problème de l'approche de TMY est d'assurer la cohérence entre différentes variables d'intérêt. En effet, l'approche TMY est généralement pensée pour un site donné. Or, il est nécessaire de conduire ce travail de synthèse pour l'ensemble du territoire des ZNI ainsi que pour tous les paramètres météorologiques requis. Une première solution consisterait à créer une TMY pour chaque localité de la ZNI mais ceci casserait les dépendances spatiales qui sont très importantes dans l'analyse des EnR (effet de foisonnement). Une autre solution pourrait consister à considérer parallèlement toutes les localisations dans l'analyse de la métrique de Finkelstein-Schafer mais la haute dimension du problème rendrait les résultats peu pertinents. Une dernière alternative pourrait consister en une analyse des moyennes spatiales sur l'ensemble du territoire. Ceci serait la solution la plus pertinentes mais elle négligerait des spécificités locales.

Par ailleurs, l'approche TMY tend par construction à avoir des valeurs moyennes. On perd donc toute information sur la variabilité du climat et des périodes de sous-productions qui sont très importantes pour l'analyse de faisabilité du système électrique. Une approche souvent discutée pour tenir compte des conditions extrêmes est de faire une TMY représentative non de la moyenne mais d'un quantile bas (par exemple représentative des 10% les plus bas de la distribution). Ceci est aussi discutable car cela revient à concaténer des situations extrêmes sans tenir compte de la plausibilité du résultat.

On voit que, quel que soit l'alternative considérée, l'approche TMY conduit à des problèmes méthodologiques. Cependant, on peut se questionner sur la raison de l'utilisation des TMY. Est-ce que son utilisation est vraiment conditionnée par une limitation technique ? Dans la dernière étude, l'année TMY avait été retenu pour construire le dispatch. Pour la planification, les distributions de probabilité de production avaient été calculées sur l'historique de données météo disponible (10 ans). Le passage des données climatiques aux TMY peut être évité. Nous privilégierons donc l'utilisation directe d'archives long-terme météorologiques (70 ans de réanalyses) ce qui offre plusieurs avantages.

Le premier avantage est le fait que les résultats de l'étude ne seront pas conditionnés à un choix méthodologique de construction d'une base de données météorologique. De plus, grâce à

l'utilisation directe de sortie de modèle météorologique (réanalyse), les cohérences spatiales entre paramètres mais aussi les cohérences spatio-temporelles de chaque variable seront préservées. Le fait d'avoir 70 ans de données (voir section suivante) plutôt qu'une seule année type sera un avantage pour la génération d'années plausibles pour le dispatch stochastique. Enfin, l'utilisation des données brutes permettra une analyse fine des situations de déficit de production EnR et d'en avoir une compréhension physique (situation météorologique liée).

1.3 Sélection de la source de données météorologiques

Plusieurs critères de choix ont été considérés pour la sélection de la source de données météorologiques la plus adaptée pour notre étude :

- Source de données avec de longues séries temporelles
- Source de données comportant tous les paramètres cherchés pour éviter des problèmes liés à l'utilisation de données hétérogènes
- Meilleure précision possible et la base de données la plus reconnue dans la communauté scientifique,
- Sources de données en accès-libre pour pouvoir partager les données météorologiques utilisées dans l'étude.

La considération de ces critères nous a amené à choisir les données ERA5 produit par le service Copernicus C3S (Copernicus Climate Change Service). En effet, cette base de données qui comporte toutes les variables climatiques possibles avec une résolution spatiale de 0.25°[11] et une résolution temporelle de 1h est en train d'être étendue de la période 1979-aujourd'hui à 1950-aujourd'hui (*Hersbach et al., 2020*). Elle permettrait donc d'avoir accès à plus de 70 ans de données météorologiques avec une résolution de 1 heure. Comme indiqué dans le tableau 2, tous les paramètres nécessaires à la modélisation de la demande, de la production solaire ou éolienne et des EMRs sont disponible dans cette archive.

ID	Paramètre	Unités	Application	LongName
2t	2 meter temperature	K	Demande, PV	'2m_temperature'
2d	2 meter dewpoint temperature	K	Demande	'2m_dewpoint_temperature'
10u 10v	10 meter U,V wind components	m/s	Eolien	'10m_u_component_of_wind', '10m_v_component_of_wind'
100u 100v	100 meter U,V wind components	m/s	Eolien	'100m_u_component_of_wind', '100m_v_component_of_wind'
ssrd ssrdc	Surface solar radiation downwards	J/m2	PV	'surface_solar_radiation_downwards' 'surface_solar_radiation_downward_clear_sky'
tp	Total precipitation	m	Hydro	'total_precipitation'
sp	Surface pressure	hPa	Analyses statistiques	'surface_pressure'
shts	Significant height	m	houlomoteur	'significant_height_of_total_swell'
pp1d	Peak wave period	s	houlomoteur	'peak_wave_period'
mwd	Mean wave direction	degree	houlomoteur	'mean_wave_direction'
hmax	Maximum wave height	m	houlomoteur	'maximum_individual_wave_height'

Tableau 27 – Liste des paramètres de l'archive ERA5 qui seront nécessaire pour l'étude.12

Les réanalyses ont été initialement conçues pour des applications d'analyse et de surveillance du climat. Ces données sont notamment largement exploitées depuis de nombreuses années pour les études sur le changement climatique notamment par le GIEC. La figure 6 illustre de manière schématique le principe de fonctionnement des réanalyses qui consiste en une combinaison des nombreuses mesures de l'état de l'atmosphère avec un modèle numérique météorologique à l'aide de techniques d'assimilation de données.

[11] https://confluence.ecmwf.int/display/CKB/ERA5%3A+What+is+the+spatial+reference
[12] La liste des paramètres de l'archive ERA5 disponible via le CDS est accessible via le lien : https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/dataset/reanalysis-era5-single-levels?tab=form et https://apps.ecmwf.int/codes/grib/param-db?filter=All

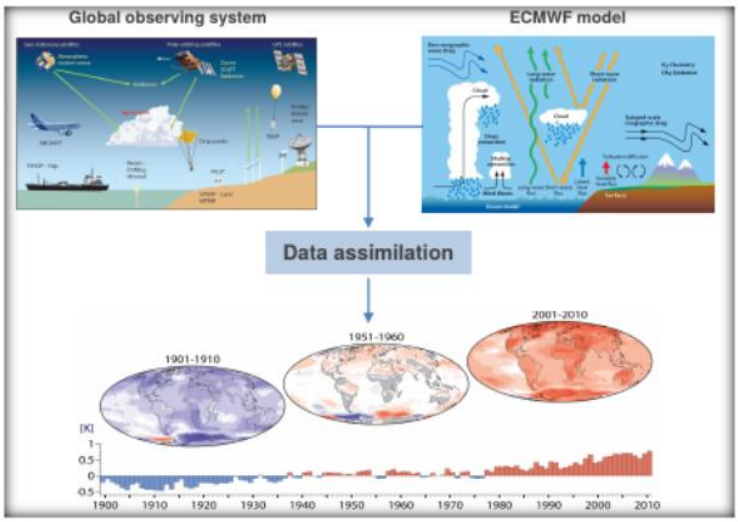


Figure 107 – Représentation schématique du principe de fonctionnement des réanalyses.

En combinant de manière optimale les observations et les modèles, les réanalyses fournissent une information continue des différentes variables climatiques et s'efforcent d'assurer l'intégrité et la cohérence de la représentation des principaux cycles du système terrestre (par exemple, l'eau, l'énergie). On peut noter que ces informations sont cohérentes pour les différents paramètres car le même modèle physique et la même méthode d'assimilation est utilisée quelques soient les mesures ou les paramètres considérés. De plus, il permet d'avoir des informations sur l'état de l'atmosphère même pour des endroits où les mesures sont rares.

Dans le cadre du Copernicus Climate Change Service (C3S), le Centre Européen de Prédiction Météorologique à Moyen Terme (CEPMMT) produit la réanalyse ERA5 qui est une archive détaillée de l'atmosphère, de la surface terrestre et des vagues océaniques depuis 1950. La réanalyse ERA5 est basée sur le système intégré de prévision (IFS) Cy41r2 qui a été opérationnel en 2016. ERA5 bénéficie ainsi d'une décennie de développements dans la physique du modèle, la dynamique du noyau et l'assimilation de données. En plus d'une résolution horizontale nettement améliorée de 31 km, contre 80 km pour ERA-Interim, ERA5 dispose d'une résolution horaire

La précision des réanalyses connait actuellement un considérable essor. Cette tendance est expliquée par la conjonction de trois facteurs favorables. Tout d'abord l'évolution de la puissance de calcul des supercalculateurs permet d'améliorer la résolution et la précision des modèles. Ensuite, le travail constant de la communauté scientifique pour améliorer la qualité des modèles météorologiques favorise la précision de ces données. Enfin, le nombre croissant de mesures directes ou indirectes de l'état de l'atmosphère, illustré par la figure 7, permet de renseigner au mieux le modèle.

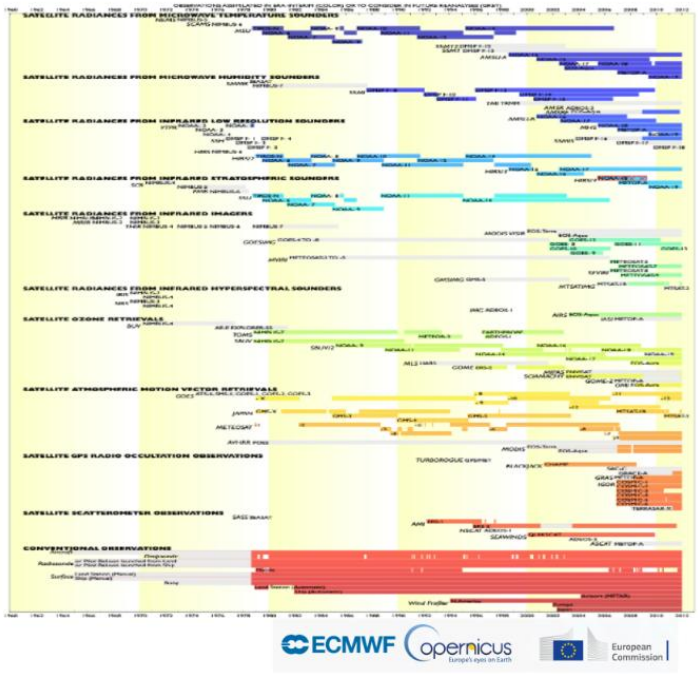


Figure 108 – Illustration de l'évolution des données assimilées par le modèle de réanalyse au cours du temps.

Les réanalyses ont trouvé une large application dans les sciences de l'atmosphère, notamment dans les centres météorologiques opérationnels où, par exemple, les réanalyses sont utilisées pour évaluer l'impact des changements dans les systèmes d'observation, pour mesurer les progrès dans les capacités de modélisation et d'assimilation, et pour obtenir des climatologies de pointe afin d'évaluer les anomalies des erreurs de prévision. Les réanalyses sont également utilisées pour des applications énergétiques. En effet, depuis 2015, un service climatique Copernicus nommé C3S energy est en opérationnel qui comprend des données de demande, de productible éolien et PV calculées avec des données de réanalyses (*Dubus et al. 2021*). Ces données sont notamment utilisées par ENTSO-E pour des analyses prospectives.

Les données ERA5 correspondent donc bien à toutes nos attentes en termes de disponibilité, de qualité et de reconnaissance dans le domaine scientifique. Finalement, ces données sont sous licence ouverte et peuvent être simplement par une API. La procédure pour accéder aux données est détaillée dans la suite de ce rapport. Le catalogue des données est disponible sur les liens suivants :

1979-à aujourd'hui :	https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/dataset/reanalysis-era5-single-levels?tab=form
1950-1978 :	https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/dataset/reanalysis-era5-single-levels-preliminary-back-extension?tab=form

1.4 Définition des zones d'extraction

Afin de préparer la collecte des données, il est nécessaire de définir la zone d'extraction. Pour ce faire, nous avons téléchargé un fichier shapefile avec la délimitation des IRIS pour les six différentes ZNI du site de l'IGN : https://geoservices.ign.fr/irisge. Les territoires des ZNIs sont représentés par des zones jaunes sur les six cartes de la figure 8. Ensuite, nous avons considéré un tampon de 50 km autour des ZNI pour pouvoir intégrer des technologies marines. Ce tampon est représenté en bleu dans les différentes cartes de la figure 8. Une fois le tampon défini, une boite englobante est déterminée pour chaque ZNI. Celles-ci sont représentés par des rectangles rouges dans la figure 8. Les coordonnées de ces boites englobantes (bounding box) sont également données dans le tableau 3. Suivant une discussion avec l'ADEME, une résolution de 2.5 km avait été identifiée optimal pour l'archive des données météorologiques. Les résolutions zonales et méridionales correspondantes sont données dans le tableau 3. On peut voir qu'avec les boîtes englobantes retenues, la résolution de 2.5 km conduirait à des rasters de dimensions 74x70, 58x61, 52x 56,

65x62, 172x200 et 74x115 pour la Guadeloupe, la Martinique, Mayotte, la Réunion, la Guyane et la Corse respectivement.

ID	ZNI	Bounding box				resX (°/km)	resY (°/km)	NbPtsX (-)	NbPtsY (-)
		N (°)	W (°)	S (°)	E (°)				
GLP	Guadeloupe	16.9620	-62.278	15.380	-60.5464	0.0234/2.5	0.0226/2.5	74	70
MTQ	Martinique	15.3156	-61.694	13.937	-60.3542	0.0231/2.5	0.0226/2.5	58	61
MYT	Mayotte	-12.1914	44.558	-13.457	45.7540	0.0230/2.5	0.0226/2.5	52	56
REU	La Réunion	-20.4398	54.736	-21.841	56.2960	0.0240/2.5	0.0226/2.5	65	62
GUF	Guyane	6.1790	-55.051	1.659	-51.1810	0.0225/2.5	0.0226/2.5	172	200
COR	Corse	43.4840	7.929	40.885	10.1490	0.0300/2.5	0.0226/2.5	74	115

Tableau 28 – Définition des caractéristiques pour l'archive finale tenant compte des besoins du projet.

Comme les résolutions données dans le tableau 3 est inférieur à la résolution native des données ERA5, nous avons dans un deuxième temps évalué les données ERA qui serait nécessaires pour produire une archive avec les caractéristiques listées dans le tableau 3. Les points de grilles des données ERA5 sont représentées par des croix noires dans les six cartes de la figure 8 et les spécifications pour l'extraction de ces données sont listées dans le tableau 4. On peut noter que les données ERA5 ont une résolution d'environ 27x28 km (sauf pour la Corse) et conduises à des matrices spatiales de dimension 9x8, 7x8, 7x7, 9x8, 10x20 et 11x12 pour la Guadeloupe, la Martinique, Mayotte, la Réunion, la Guyane et la Corse.

ID	ZNI	Bounding box				resX (°/km)	resY (°/km)	NbPtsX (-)	NbPtsY (-)
		N (°)	W (°)	S (°)	E (°)				
GLP	Guadeloupe	17.0	-62.5	15.25	-60.50	0.25/26.7	0.25/27.7	9	8
MTQ	Martinique	15.5	-61.75	13.75	-60.25	0.25/26.9	0.25/27.7	7	8
MYT	Mayotte	-12.0	44.5	-13.5	46.0	0.25/27.1	0.25/27.7	7	7
REU	La Réunion	-20.25	54.5	-22.0	56.5	0.25/26.0	0.25/27.7	9	8
GUF	Guyane	6.25	-55.25	1.5	-51.0	0.25/27.8	0.25/27.7	18	20
COR	Corse	43.5	7.75	40.75	10.25	0.25/20.7	0.25/27.7	11	12

Tableau 29 – Définition des caractéristiques spatiales pour l'extraction des données ERA5.

Les données ERA5 seront donc collectées avec la résolution définie dans le tableau 4, puis la résolution voulue, indiquée dans le tableau 3, sera obtenu grâce à des méthodes d'interpolation et/ou de descente d'échelle.

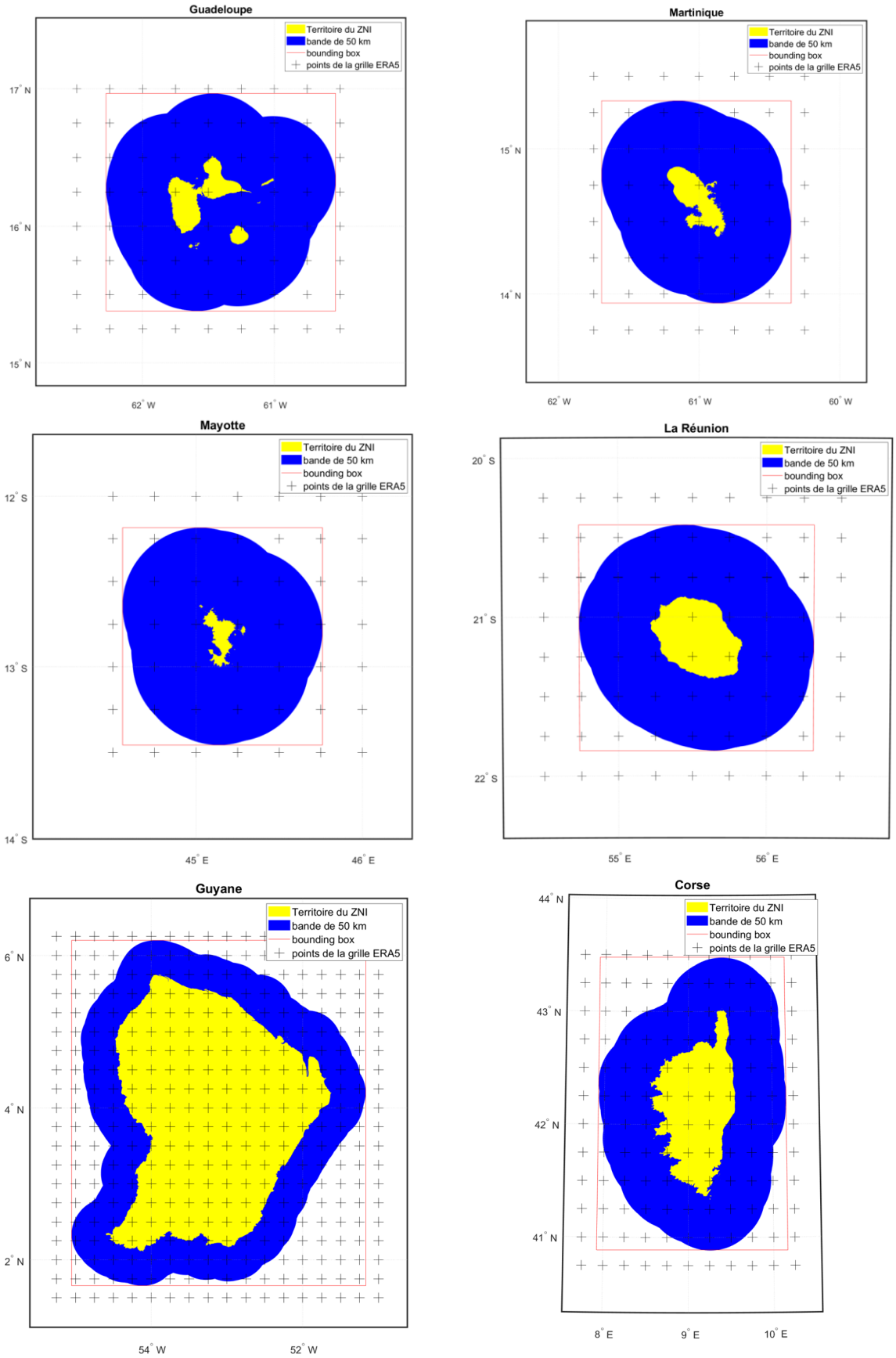


Figure 109 – Visualisation des zones d'extraction et des coordonnées de points d'ERA5 pour chaque ZNI

1.5 Génération de l'archive de données ERA5

L'accès aux données ERA5 nécessite un enregistrement sur le site cds.climate.copernicus.eu qui est gratuit. Ensuite l'accès peut se faire soir via le site internet, soit en utilisant l'api dédiée. Cette api peut s'installer facilement sur python grâce à la commande « pip install cdsapi ».

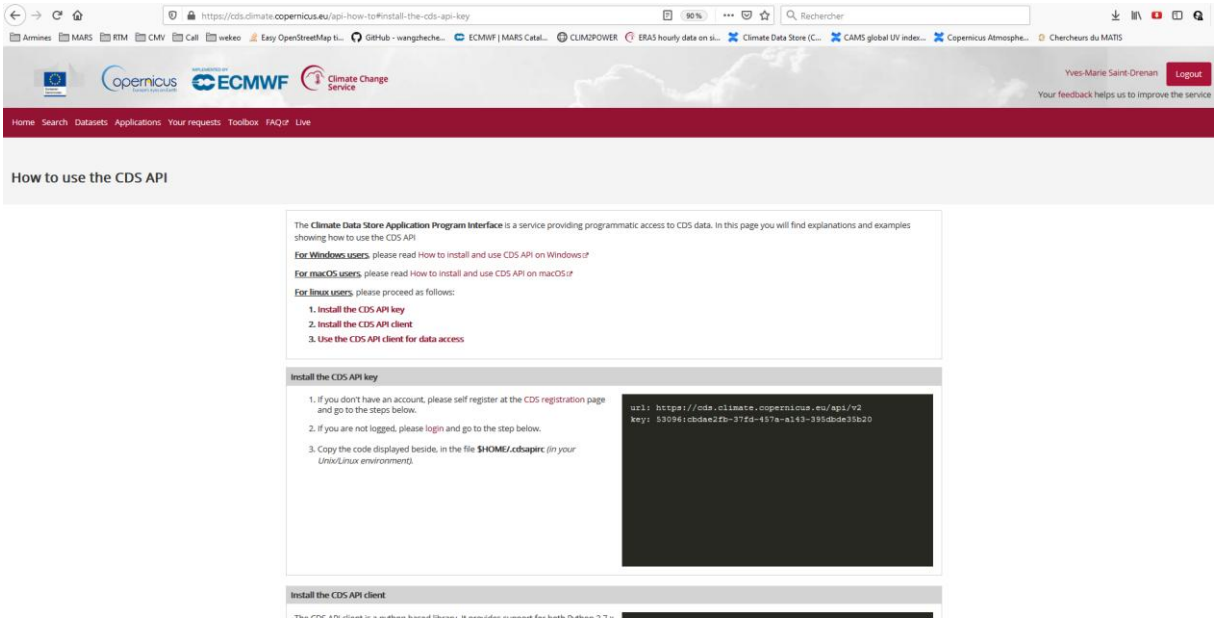


Figure 110 – Copie d'écran du site cds.climate.copernicus.eu détaillant la prise en main de l'API CDS

La liste des paramètres de l'archive ERA5 disponible via le CDS est accessible via le lien :

https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/dataset/reanalysis-era5-single-levels?tab=form

Dans l'onglet « download data », pour le « product type » Reanalysis, les variables disponibles sont consultables par groupe thématique, rendant l'exploration de ces données aisée. Comme illustré dans la figure suivante, les variables peuvent être cochées, ce qui permet de créer automatiquement une commande python permettant d'accéder aux variables choisies avec l'API.

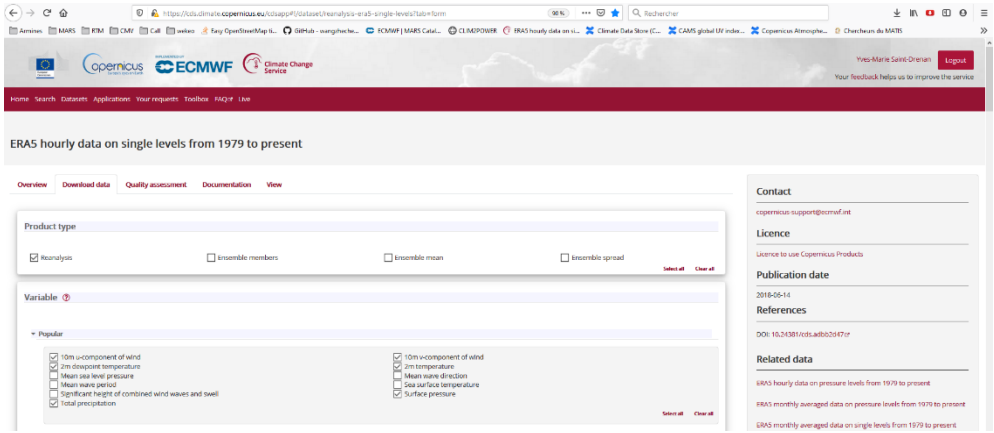


Figure 111 – Copie d'écran de la page du site cds.climate.copernicus.eu permettant de choisir parmi les variables d'ERA5 disponible dans le CDS ainsi que de générer le script python utilisant l'API pour télécharger les données choisies

Dans le tableau suivant, on peut voir le script de la requête générée par la page internet pour accéder à l'ensemble des variables retenues pour un jour. Cette requête montre bien les fonctionnalités de l'API mais elle n'a pas été utilisée telle quel pour pouvoir générer un fichier netcdf par variable et par mois.

```
import cdsapi

c = cdsapi.Client()

c.retrieve(
    'reanalysis-era5-single-levels',
    {
        'product_type': 'reanalysis',
        'format': 'netcdf',
        'variable': [
            '10m_u_component_of_wind', '10m_v_component_of_wind', '2m_dewpoint_temperature',
            '2m_temperature', 'clear_sky_direct_solar_radiation_at_surface', 'snowfall',
            'surface_pressure', 'surface_solar_radiation_downward_clear_sky', 'surface_solar_radiation_downwards',
            'total_precipitation', 'total_sky_direct_solar_radiation_at_surface',
        ],
        'year': '2020',
        'month': '07',
        'day': '08',
        'time': [
            '00:00', '01:00', '02:00',
            '03:00', '04:00', '05:00',
            '06:00', '07:00', '08:00',
            '09:00', '10:00', '11:00',
            '12:00', '13:00', '14:00',
            '15:00', '16:00', '17:00',
            '18:00', '19:00', '20:00',
            '21:00', '22:00', '23:00',
        ],
    },
    'download.nc')
```

Tableau 30 – Exemple simple de requête utilisant l'API permettant de télécharger un fichier netcdf contenant toutes les variables recherchées pour un jour

Un script a été préparé pour générer un fichier netcdf par variable et par an (voir paragraphe 1.8). Ce script permet de télécharger un fichier de variable. Ce script reprend les paramètres identifiés pour les besoins de projets ainsi que les boîtes englobantes pour chacune des ZNI. Les données sont tout d'abord générées pour l'année 2020 puis plus loin dans le passé jusqu'à 1950.

1.6 Traduction des données météo en facteur de charge

Pour les filières de production d'énergie météo dépendantes, une ou plusieurs installations types – représentatives des variétés de configuration pouvant être rencontrées pour une technologie donnée – sera prédéfinie, avec un jeu de spécification techniques élaborées en cohérence avec les règles de l'art des pratiques dans le contexte de chaque territoire.

Notons en particulier les décompositions suivantes :

Photovoltaïque	Résidentiel : Toiture 2 pans Nord/Sud Résidentiel : Toiture 2 pans Est/Ouest Autres <2000m^2 : Toiture 2 pans Nord/Sud Autres <2000m^2 : Toiture 2 pans Est/Ouest Autres >2000m^2 : Toiture 2 pans Nord/Sud Autres >2000m^2 : Toiture 2 pans Est/Ouest Centrales au sol Ombrières sur parking Serres agricoles

	Centrale flottante sur plan d'eau
Hydroélectrique	Adduction d'eau potable Réseau d'irrigation Réseau d'assainissement Cours d'eau – fil de l'eau STEP terrestre STEP marine
Eolien	Eolien terrestre standard Eolien terrestre surtoilé Eolien offshore standard Eolien offshore surtoilé
Houlomoteur	Houlomoteur offshore Houlomoteur nearshore
Hydrolien	Marin Fluvial

Tableau 31 – Décompositions des filières technologiques considérées

Un modèle simplifié pour chaque technologie météo dépendante sera alors utilisé pour estimer la production d'énergie horaire qu'aurait une installation donnée sur chacun des carreaux de la grille des données météo ainsi obtenue et pour l'ensemble de l'historique météo produit. Ces modèles seront similaires à ceux utilisés dans le cadre de l'étude précédente.
Pour la filière photovoltaïque, l'utilisation de PVSyst en batch sera testé et conservé si les temps de calcul sont raisonnables. Sinon l'utilisation de PVSyst sera substituée par un modèle ad-hoc.
Les chroniques de production ainsi obtenues pour chaque technologie, configuration type, carreau, et année simulée, seront alors normalisées par la puissance de l'installation type utilisée pour la modélisation afin de générer des chroniques horaires de disponibilité dont l'agrégation représente le facteur de charge. Ces profils seront alors agrégés au prorata des puissances potentielles de chaque configuration par carreau à l'échelle de chaque maille du modèle du système électrique.
Ces données seront directement utilisables pour la validation de l'équilibre offre-demande (EOD) via ANTARES. Le lien direct entre les variables météos et les productions permettra également d'identifier et d'étudier les situations météorologiques les plus critiques.
Un traitement statistique permettra enfin d'élaborer les distributions de probabilités sur les journées types de façon équivalente à la méthodologie de l'étude précédente afin d'être exploitable pour l'étape d'optimisation des scénarios via ETEM.

1.7 Références

Finkelstein, J.M.; Schafer, R.E. (1971). "Improved Goodness-of-Fit Tests." Biometrika, 58(3), pp. 641-645.

Hersbach, H., Bell, B., Berrisford, P., Hirahara, S., Horányi, A., Muñoz-Sabater, J., Nicolas, J., Peubey, C., Radu, R., Schepers, D., Simmons, A., Soci, C., Abdalla, S., Abellan, X., Balsamo, G., Bechtold, P., Biavati, G., Bidlot, J., Bonavita, M., … Thépaut, J. N. (2020). The ERA5 global reanalysis. Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society. https://doi.org/10.1002/qj.3803

Laurent Dubus , Yves-Marie Saint-Drenan, Alberto Troccoli, Matteo De Felice , Yohann Moreau, Lin Ho, Clare Goodess, Luke Sanger (2021), C3S energy: an operational service to deliver power demand and supply for different electricity sources, time and spatial scales over Europe, https://doi.org/10.31223/X5MM06

1.8 Script de collecte et d'archivage des données météo

```
#!/usr/bin/env python3
# -*- coding: utf-8 -*-
"""
Created on Wed Jul 29 17:25:41 2020

@author: y-m.saint-drenan
"""
import os
import sys
import time
import cdsapi
import numpy as np
import datetime

GeoZNI={
        'GLP':{'N':16.9620,'E':-62.278,'S':15.380,'W':-60.5464,'dEW':0.0234,'dNS':0.0226},
        'MTQ':{'N':15.3156,'E':-61.694,'S':13.937,'W':-60.3542,'dEW':0.0231,'dNS':0.0226},
        'MYT':{'N':-12.1914,'E':44.558,'S':-13.457,'W':45.7540,'dEW':0.0230,'dNS':0.0226},
        'REU':{'N':-20.4398,'E':54.736,'S':-21.841,'W':56.296,'dEW':0.0240,'dNS':0.0226},
        'GUF':{'N':6.1790,'E':-55.051,'S':1.659           ,'W':-51.1810,'dEW':0.0225,'dNS':0.0226},
        'COR':{'N':43.4840,'E':7.929,'S':40.885,'W':10.149,'dEW':0.0300,'dNS':0.0226}}

ERA5_prm={
    '2t':{'longname':'2m_temperature','unit':'K'},
    '2d':{'longname':'2m_dewpoint_temperature','unit':'K'},
    '10u':{'longname':'10m_u_component_of_wind','unit':'m/s'},
    '10v':{'longname':'10m_v_component_of_wind','unit':'m/s'},
    '100u':{'longname':'100m_u_component_of_wind','unit':'m/s'},
    '100v':{'longname':'100m_v_component_of_wind','unit':'m/s'},
    'ssrd':{'longname':'surface_solar_radiation_downwards','unit':'J/m2'},
    'ssrdc':{'longname':'surface_solar_radiation_downward_clear_sky','unit':'J/m2'},
    'tp':{'longname':'total_precipitation','unit':'m'},
    'sp':{'longname':'surface_pressure','unit':'hPa'},
    'shts':{'longname':'significant_height_of_total_swell','unit':'m'},
    'ppld':{'longname':'peak_wave_period','unit':'s'},
    'mwd':{'longname':'mean_wave_direction','unit':'degree'},
    'hmax':{'longname':'maximum_individual_wave_height','unit':'m'}}

for ZNI in GeoZNI:
    for year in np.arange(2020,1949,-1):
        for var in ERA5_prm:

            fetch_directory="/mnt/v1/ymsd/Projets_ymsd/ZNI/ERA5_data/"+ZNI+"/"+var+"/"
            if not os.path.exists(fetch_directory):
                os.makedirs(fetch_directory)

            outputFile=fetch_directory+"ERA5_"+ZNI+"_"+var+"_"+str(year)+".nc"
            if os.path.exists(outputFile):
                sys.stdout.write("Skip " + outputFile + " because file already exists\n")
            else:

                # Init  web api
                c = cdsapi.Client()

                # download the data
                sys.stdout.write("-------------------------------------------------------------------\n")
                now = datetime.datetime.now().strftime("%Y-%m-%d %H:%M")
                sys.stdout.write("%s: Start the download of %s for %s/%04d\n\n" % (now, var, ZNI, year))

                success = False
                tries=1
                while (success == False and tries <= 3):
                    sys.stdout.write("Download %s  file from CDS server (try %d/3)\n\n" % (outputFile, tries))
                    try:
                        if year>=1979:
                            source='reanalysis-era5-single-levels'
                        else:
                            source='reanalysis-era5-single-levels-preliminary-back-extension'

                        c.retrieve(
                            source,
                                {
                                    'product_type': 'reanalysis',
                                    'format': 'netcdf',
                                    'variable': ERA5_prm[var]["longname"],
                                    'year': str(year),
                                    'month': [str(mm+1) for mm in np.arange(0,12)],
                                    'day': [str(ddd+1) for ddd in np.arange(0,31)],
                                    'time': [
                                        '00:00', '01:00', '02:00',
                                        '03:00', '04:00', '05:00',
                                        '06:00', '07:00', '08:00',
                                        '09:00', '10:00', '11:00',
                                        '12:00', '13:00', '14:00',
                                        '15:00', '16:00', '17:00',
                                        '18:00', '19:00', '20:00',
                                        '21:00', '22:00', '23:00'],
                                    'area': '{}/{}/{}/{}'.format(GeoZNI[ZNI]['N'],GeoZNI[ZNI]['W'],GeoZNI[ZNI]['S'],GeoZNI[ZNI]['E']),    #N/W/S/E
                                    'grid': '{}/{}'.format(GeoZNI[ZNI]['dNS'],GeoZNI[ZNI]['dEW']), #NS/EW
                                },
                            outputFile)

                        now = datetime.now().strftime("%Y-%m-%d %H:%M")
                        sys.stdout.write("%s: End of download of %s for %04d\n\n" % (now, var, year))

                        success = True
                    except KeyboardInterrupt:
                        # Ctrl-C => exit
                        sys.stdout.write(" Cancelled!\n")
                        if os.path.exists(outputFile):
                            os.unlink(outputFile) # remove partially downloaded file
                        sys.exit(1)
                    except Exception as e:
                        # Network error => retry
                        sys.stdout.write("Error while downloading %s:\n" % outputFile)
                        sys.stdout.write("%s\n\n" % e)
                        if os.path.exists(outputFile):
                            os.unlink(outputFile) # remove partially downloaded file
                        tries=tries+1
                        time.sleep(30) # wait for 30 seconds before retrying
```

Tableau 32 – Script préparé pour collecter l'archive de données ERA5 comportant un fichier par variable et par années pour chacune des ZNIs

A2. Modèle électrotechnique et validation de la stabilité du système

2.1 Référentiel technique

Les informations ci-après sont issues des Référentiels Techniques SEI relatifs au raccordement d'installations de production aux réseaux HTB, HTA et BT. Ces documents définissent les limites de tension et de fréquence admissibles pour différents régimes de fonctionnement du système (régimes normal, exceptionnels, etc.). Ces critères sont utilisés comme référence pour l'analyse des résultats de simulation détaillés dans la suite de ce document.

a. Plages de tension

Pour rappel, la tension électrique correspond à une différence de potentiel électrique entre deux points. Dans le cas d'un réseau électrique triphasé, on a coutume d'utiliser la tension entre deux phases « U », dont la valeur nominale est égale par exemple à 90 kV pour le cas de Mayotte.

Les domaines de tension du réseau 90kV en régime de fonctionnement normal doit rester à l'intérieur de la plage [89 kV, 91 kV].
Concernant le réseau HTA, la tension en tout point doit rester à l'intérieur de la plage [Un-5%, Un+5%] en fonctionnement normale. La plage est élargie à [Un-5%, Un+10%] pour un évènement exceptionnel.

b. Plages de fréquence

Pour rappel, la fréquence électrique du réseau est définie comme l'inverse de la période de l'onde de tension en un point donné et, dans le cas d'une production majoritaire par alternateurs synchronisés, elle caractérise l'équilibre Production/Consommation du système électrique. En particulier, à un instant donné, une fréquence qui augmente caractérise généralement un surplus de production par rapport à la consommation, et inversement.

La fréquence nominale est de 50 Hz sur le réseau de Mayotte. Des écarts de fréquence par rapport à cette valeur nominale peuvent être causés par des variations aléatoires de la consommation ou de la production variable en régime de fonctionnement normal.

En régime exceptionnel, un évènement soudain comme la perte d'une unité de production ou un creux de tension (court-circuit) conduisent à des variations très rapides de fréquence, voire à une instabilité du système si rien n'est fait.

Dans les ZNI, en régime de fonctionnement normal, la fréquence électrique du système doit se situer dans la plage]48 Hz ; 52 Hz].

Des régimes de fonctionnement du réseau dans des plages de fréquence plus hautes ou plus basses que la plage normale peut se produire pour des durées limitées :
Inférieur à 46 Hz quelques fois par an (régime transitoire) pendant une durée inférieure à 280 ms ;
]46 Hz ; 48 Hz] 10 à 30 fois par an pendant une durée inférieure à 280 ms ;
Supérieur à 52 Hz pendant quelques secondes, quelques fois par an (régime transitoire).

En pratique, le gestionnaire de réseau impose actuellement des taux limites de variation de puissance pour les producteurs dont la puissance installée est supérieure à 100 kVA. Ces taux limites vont être amenés à évoluer dans les mois à venir afin de contraindre davantage les producteurs à rester connectés au réseau en cas de fréquence basse.

Afin d'anticiper ces évolutions réglementaires en matière d'exigence en fréquence, il est supposé dans cette étude que tous les moyens de production restent connectés dans la plage de fréquence [46-52 Hz], y compris les installations de production photovoltaïques et éoliennes diffuses et quelles que soient leurs puissances installées. Autrement dit, il est considéré que ces installations seront toutes adaptées en conséquence à l'horizon 2050.

Note :
En pratique, en deçà des seuils de fréquence limites indiqués ci-dessus, le délestage de charge entre en action (en cas de sous-fréquence) afin de limiter l'écart de fréquence et d'assurer la stabilité du système. Il s'agit d'une procédure d'urgence qui n'est pas modélisée dans cette étude puisque les seuils de fréquence de délestage ne sont atteints dans aucune des simulations réalisées.

2.2 Modélisation générale du réseau de transport

2.2.1 Lignes 90 kV

Les lignes ont été modélisées suivant les données fournies par le gestionnaire du réseau. Les paramètres pris en comptes sont les suivants :

- R : Résistance linéique de la ligne ;
- X : Réactance linéique de la ligne ;
- B : Susceptance transversale (i.e. Ligne -Terre) linéique ;
- Longueur de la ligne ;
- Imap : Courant Maximal Admissible en Régime Permanent ;

Remarques :
Les conductances transversales (G) des lignes sont négligées.
Afin de se placer dans un cas contraignant pour le calcul du plan de tension et des pertes réseaux, les résistances des conducteurs de lignes sont calculées à 80°C ;

Le modèle adopté est de type modèle en PI (i.e. l'effet capacitif de la ligne est modélisé par deux condensateurs virtuels localisés à chaque extrémité de la ligne et de susceptances B/2 où B est la susceptance totale de la ligne) ce qui est acceptable au vu des longueurs des lignes et du niveau de tension.

Remarque :
Le Load Flow réalisé par ETEM est un calcul de flux de puissance selon un modèle équivalent linéaire en courant continu (DC). Seules les réactances longitudinales (X) et les capacités de transit des lignes (Imap) sont considérées dans le calcul. Il est donc possible d'obtenir des résultats différents avec la méthode de PowerFactory qui utilise une méthode non-linéaire.

2.2.2 Postes sources

Les postes sources sont modélisés par le biais d'un modèle type incluant jeux de barres, équipements des travées départs lignes, travées couplage jeux de barres, etc. Ces équipements ne sont toutefois pas indispensables pour ce type d'étude. La plupart des éléments de réseau sont connectés directement aux jeux de barres ou par l'intermédiaire d'un transformateur.
Les jeux de barres sont contrôlés en tension par les éléments participant au réglage de tension.

2.2.3 Transformateurs

Les transformateurs sont modélisés pour raccorder les alternateurs au réseau. En revanche, les charges sont raccordées directement aux jeux de barres 20 kV.

Les puissances apparentes assignées ont été définies en fonction de la puissance des groupes raccordés. Les données de tension de court-circuit ucc(%) sont choisies conformément à la norme CEI 60076 – Transformateurs de puissance.

Tableau 33 : Impédances de court-circuit des transformateurs utilisés dans le modèle

Puissance assignée [MVA]	Impédance de court-circuit [%]
6 à 25 MVA	10 .5

2.2.4 Réseau actuel de Mayotte

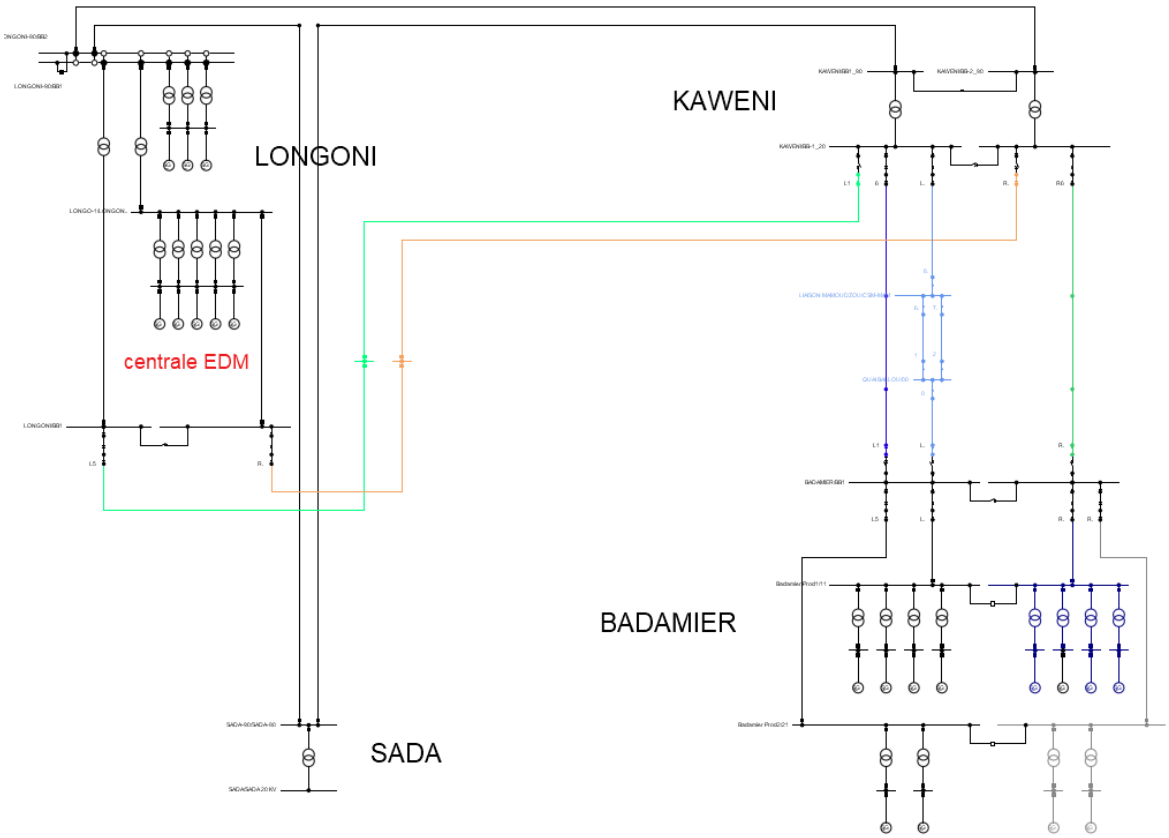


Figure 112 : Réseau actuel HTB (PS LONGONI, KAWENI, SADA, BADAMIER)

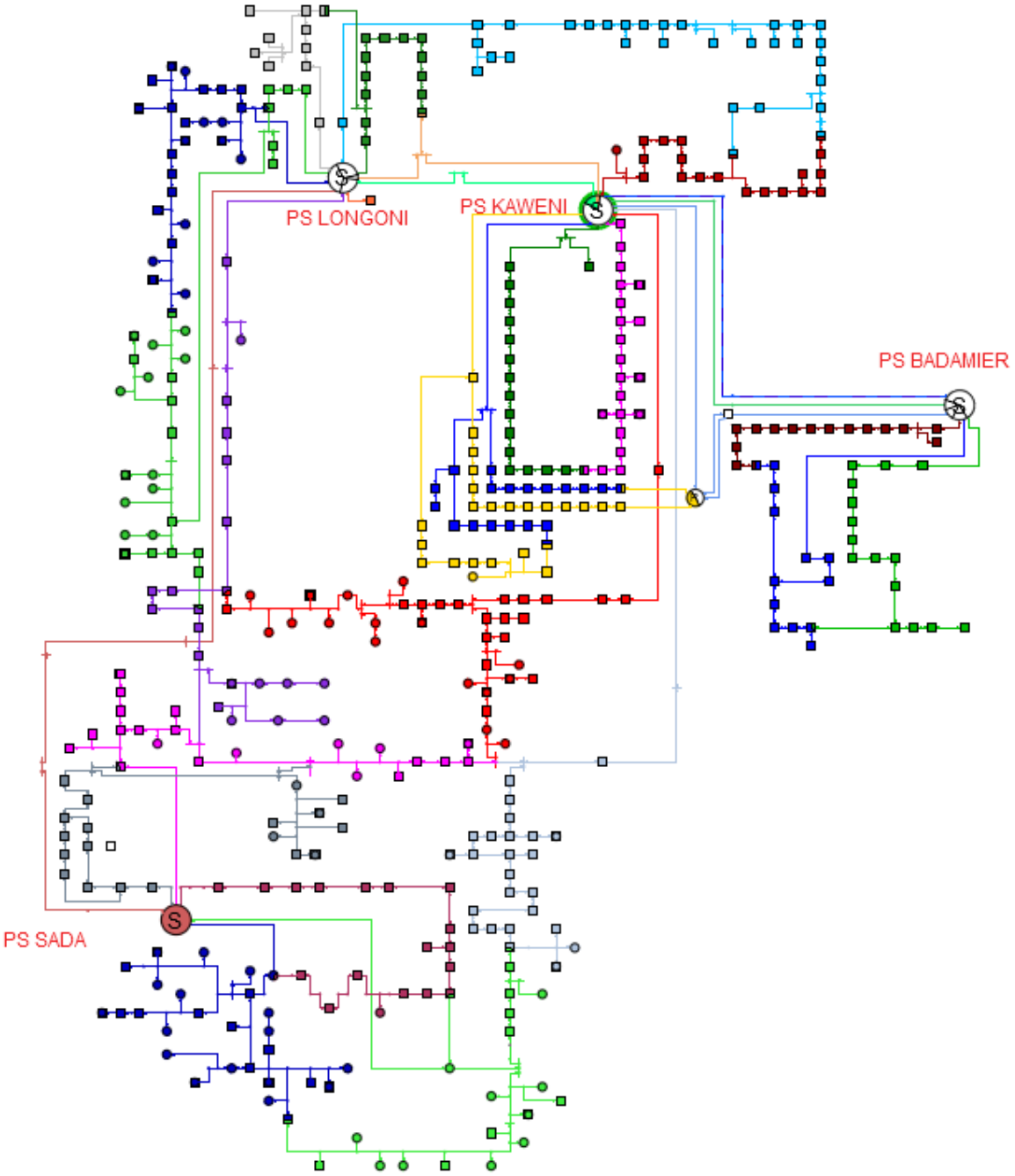


Figure 113 : Réseau HTA Mayotte simplifié

2.2.5 Poste HTA/HTB

Pour la modélisation du réseau, le territoire de Mayotte a été découpé selon un maillage de postes de transformation HTA/BT virtuels correspondant à un regroupement des emprises de postes HTA/BT réels, construits de façon à conserver la topologie du réseau et la représentation des flux.

Les charges sont alors agrégées sur ces postes HTA/BT du réseau 20 kV. Cette simplification est couramment utilisée pour les études de réseaux électriques.

Tableau 34 : Liste des postes HTA considérés dans le modèle et leurs puissances de transformation

Poste HTA	Puissance assignée (MVA)	Zone
BANDRANI	0,63	ACOUA
ACOUA KAVANI	0,1	ACOUA
BEAUSOLEIL	0,1	MTSANGAMOUJI
MTSANGADOUA	0,63	ACOUA
MTSANGADOUA COLLEGE	0,1	ACOUA
BANDRABOUA1	0,4	BANDRABOUA
BANDRABOUA2	0,4	BANDRABOUA
BOUYOUNI	0,4	BOUYOUNI
STATION TRAITEMENT	0,4	BOUYOUNI
MERESSE	0,25	BOUYOUNI
BANDRAMAJI POMPAGE	0,25	BOUYOUNI
GIRAUD	0,16	LONGONI
FORAGE BOUYONI	0,25	BOUYOUNI
DZOUMOGNE VILLAGE	0,16	DZOUMONYE
DZOUMOGNE CARREFOUR	0,63	DZOUMONYE
BOOSTER SOGEA	0,16	DZOUMONYE
RETENUE COLLINAIRE	0,16	DZOUMONYE
LOT DZOUMOGNE	0,25	DZOUMONYE
POMPAGE MHOGONI	0,25	DZOUMONYE
MATERNITE NORD	0,63	DZOUMONYE
MAHOUJANI	0,16	DZOUMONYE
ISND	0,25	DZOUMONYE
HANDREMA	0,25	BANDRABOUA
HANDREMA POMPAGE	0,16	BANDRABOUA
HANDREMA2	0,63	BANDRABOUA
MTSANGAMBOUA	0,4	BANDRABOUA
BANDRELE	0,63	BANDRELE
MROMOUHOU	0,25	BANDRELE
BANDRELE COLLEGE	0,16	BANDRELE
MOUGNENDRE	0,25	BANDRELE
BANDRELE 2	0,63	BANDRELE
BANDRELE COLLEGE 2	0,25	BANDRELE
STEP BANDRELE	0,25	BANDRELE
BAMBO EST	0,25	BANDRELE
MOUYAMBANI	0,25	MTSAMOUDOU
SAINDOU ASSANI	0,25	BANDRELE
DAPANI	0,16	MTSAMOUDOU
VATOUNKARIDI DAPANI	0,05	MTSAMOUDOU
FORAGE	0,25	MTSAMOUDOU
MOUTSAMOUDOU	0,25	MTSAMOUDOU
POMPAGE MOUTSAMOUDOU	0,05	MTSAMOUDOU
SOIFION	0,16	MTSAMOUDOU
CARRIERE MOUTSAMOUDOU	0,8	MTSAMOUDOU
MUSICALE PLAGE	0,25	BANDRELE
MAVOULANA	0,1	BANDRELE
NYAMBADAO	0,63	BANDRELE
NID DES OISEAUX	0,63	BANDRELE
HAMOURO	0,63	BANDRELE
BOUENI MAIRIE	0,25	BOUENI
BOUENI PLAGE	0,25	BOUENI
SICTOM	0,05	BOUENI
TOBE	0,05	BOUENI
MIRAMBOLE	0,25	BOUENI
MJC BAMBO	0,25	BOUENI
HANYOUNDROU	0,25	BOUENI
GITE	0,05	BOUENI
ANTENNE TDF	0,05	BOUENI
MAJIMEOUNI	0,05	BOUENI
RADAR ACOUA	0,16	ACOUA
MBOUANATSA	0,25	BOUENI
MOUANATRINDRI	0,63	BOUENI
MZOUAZIA	0,63	BOUENI
CHICONI KAVANI	0,63	CHICONI
DISPENSAIRE	0,25	CHICONI
CHICONI PPF	0,63	CHICONI
COLLEGE CENTRE	0,16	CHICONI
OUROUVENI	1	TSINGONI
BAMANA	0,05	TSINGONI
CHICONI CENTRE	0,25	CHICONI
MAANLI	0,4	SADA
MATSABOURINI	0,63	CHICONI
SOHOA	0,63	CHICONI
SOHOA PLAGE	0,16	CHICONI
CHIRONGUI	0,63	CHIRONGUI

Poste HTA	Puissance assignée (MVA)	Zone
RESERVOIR CHIRONGUI	0,16	CHIRONGUI
LYCEE CHIRONGUI	0,25	CHIRONGUI
UFA	0,4	CHIRONGUI
MALAMANI	0,25	CHIRONGUI
LOT. MALAMANI	0,4	CHIRONGUI
MRAMADOUDOU	0,25	CHIRONGUI
MATERNITE DU SUD	0,4	CHIRONGUI
CENTRE DE DIALYSE	0,25	CHIRONGUI
MRERENI KELI	0,25	CHIRONGUI
MRONI KAFE	0,25	CHIRONGUI
POROANI	0,4	CHIRONGUI
MAKOULATSA	0,25	CHIRONGUI
TSIMKOURA	0,63	CHIRONGUI
CANELLE	0,16	CHIRONGUI
CHOUNGUI POMPAGE	0,05	BOUENI
LOT. TSIMKOURA	0,63	CHIRONGUI
COLLEGE TSIMKOURA	0,63	CHIRONGUI
DEMBENI	0,63	DEMBENI
HAJANGOUA	0,25	DEMBENI
SAVIGNAN	0,25	DEMBENI
FLAMME D OR	0,25	DEMBENI
HANDRE	0,25	DEMBENI
LES BALISES	0,25	DEMBENI
HANGOUJA STADE	0,25	DEMBENI
AMBDI RAMADANI	0,25	DEMBENI
ILONI	0,25	DEMBENI
IFM	0,25	DEMBENI
COLLEGE	0,4	DEMBENI
COTE D ORE	0,25	DEMBENI
UNIVERSITE	0,4	DEMBENI
ONGOJOU	0,25	TSARARANO
MADI HAMISSI	0,05	TSARARANO
PORT SAID	0,16	TSARARANO
POMPAGE	0,16	TSARARANO
TSARARANO	0,63	TSARARANO
SCAM	0,16	TSARARANO
PIQUET	0,16	TSARARANO
IRONI-BE	0,16	TSARARANO
ECOLE MATERNELLE	0,25	TSARARANO
PANIMA	0,4	TSARARANO
LYCEE DEMBENI	0,4	TSARARANO
STEP DEMBENI	0,25	DEMBENI
SOMADEV	0,63	TSARARANO
PANIMA PROVISOIRE	0,63	TSARARANO
INTERNAT	0,4	TSARARANO
ISSOUFALI	0,63	DZAOUZI
LEGION 2	0,63	DZAOUZI
COGIR	0,63	DZAOUZI
FOUNGOUJOU	0,25	DZAOUZI
SEA-TDF	0,25	DZAOUZI
CRT	0,63	DZAOUZI
TOTOROSSA	0,63	DZAOUZI
BOUENI M'TITI	0,63	DZAOUZI
CTS	0,16	DZAOUZI
LABATTOIR	0,63	DZAOUZI
LT MOYA	0,63	DZAOUZI
POTELEA	0,63	PAMANDZI
LA FERME	0,25	PAMANDZI
DZIANI	0,25	DZAOUZI
MANGAMAGARI	0,63	DZAOUZI
SCORE	0,4	DZAOUZI
TOTAL	0,25	DZAOUZI
POUDJOU	0,4	DZAOUZI
COLLEGE LABATTOR	0,25	DZAOUZI
BFC	0,63	DZAOUZI
OUPY	0,4	DZAOUZI
CAMAR OMAR	0,63	DZAOUZI
KANI KELI	0,16	KANIKELI
NGOUJA	0,1	KANIKELI
ARCHIMEDE	0,16	KANIKELI
FOUMBOUNI	0,25	KANIKELI
DJALAMOU	0,1	KANIKELI
PROVISOIRE	0,63	KANIKELI
STADE	0,1	KANIKELI

Poste HTA	Puissance assignée (MVA)	Zone
COLLEGE	0,25	KANIKELI
CHOUNGI	0,63	KANIKELI
TDF	0,05	KANIKELI
TERRAIN DE FOOT	0,16	KANIKELI
KANI BE	0,4	KANIKELI
BANDRAKOUNI	0,1	KANIKELI
MBOUNI	0,25	KANIKELI
MRONABEJA	0,63	KANIKELI
POMPAGE MRONABEJA	0,05	KANIKELI
PASSI KELI	0,1	KANIKELI
PASSI KELI LOT	0,16	KANIKELI
01KUR KOUNGOU	0,63	KOUNGOU
SIM PTE KOUNGOU	0,4	KOUNGOU
KOUNGOU LAMBIC	0,4	KOUNGOU
KAROBOINA	0,63	KOUNGOU
COLLEGE	0,25	KOUNGOU
CAP OCEANIA	0,4	KOUNGOU
RECIF	0,63	KOUNGOU
CARRIERE KOUNGOU	0,63	KOUNGOU
KANGANI	0,4	KOUNGOU
SEMCA	0,4	KOUNGOU
SCOE	0,25	KOUNGOU
IBS	1,25	KOUNGOU
IBS ENROBE	1,25	KOUNGOU
LONGONI(1)	0,4	LONGONI
LONGONI ZI	0,4	LONGONI
LE PORT	0,25	LONGONI
VALLEE3	0,63	KOUNGOU
TRIRINI	0,4	KOUNGOU
PARC FRIGO.	0,63	LONGONI
COLAS ZIP	0,4	KOUNGOU
MIHOKONI	1	LONGONI
SEBM	0,63	KOUNGOU
SACIMA	0,25	LONGONI
AQUA SERV.	0,63	KOUNGOU
SIGMA	0,16	LONGONI
MAY. ARMATURES	1,8	KOUNGOU
MAYCO	1	KOUNGOU
TOTAL	0,63	KOUNGOU
DEPOT GAZIER	0,16	LONGONI
MIANGANI	0,63	KOUNGOU
STOCKAGE CHM	0,63	LONGONI
CENTRALE EDM	0,4	LONGONI
STAR	0,4	KOUNGOU
BANDRANI	0,63	KOUNGOU
DARADJANI	0,4	KOUNGOU
ETPC	0,8	KOUNGOU
PREFA	1	KOUNGOU
PLATEAU SPORTIF	0,63	KOUNGOU
MAJIKAVO LAMIR	0,4	KOUNGOU
MAM	1,25	KOUNGOU
RESERVOIR	0,4	KAWENI
CARRIERE MASSAKINI	0,16	KAWENI
3 VALLEES	0,63	KAWENI
RESIDENCE CREOLE	0,4	KAWENI
VAL FLEURI	0,63	KAWENI
COLLEGE MAJIKAVO	0,63	KOUNGOU
TERRAIN MAJIKAVO	0,25	KOUNGOU
MAJIKAVO REFOULEMENT	0,25	KOUNGOU
SCI LUKIDA	0,25	KAWENI
TREVANI VILLAGE	0,25	KOUNGOU
PLANTADE	0,4	KOUNGOU
ROTONDE	0,4	KOUNGOU
LIAISON MAMOUDZOU	0,63	MAMOUDZOU
MARIAGE	0,63	MAMOUDZOU
HOPITAL.2	0,63	MAMOUDZOU
EQUIPEMENT	0,25	MAMOUDZOU
BOCCADOR	0,63	MAMOUDZOU
EGLISE	0,63	MAMOUDZOU
100.VILLAS	0,63	MAMOUDZOU
LYCEE MDZ	0,63	MAMOUDZOU
16.VILLAS	0,25	MAMOUDZOU
JARDIN DU COLLEGE	0,4	MAMOUDZOU
MGOMBANI1	0,63	MAMOUDZOU
MARACANA	0,63	MAMOUDZOU
BALLOU	0,63	MAMOUDZOU

Poste HTA	Puissance assignée (MVA)	Zone
STEP	0,63	MAMOUDZOU
SIM	0,4	MAMOUDZOU
SODIFRAM	0,25	MAMOUDZOU
HOPITAL.1	1	MAMOUDZOU
HOPITAL.1	1	MAMOUDZOU
CONSEIL GENERAL	0,4	MAMOUDZOU
HOTEL POLICE	0,4	MAMOUDZOU
M.COUVERT	1	MAMOUDZOU
FLORALIES	0,25	MAMOUDZOU
MAIRIE MDZ	0,25	MAMOUDZOU
MAJIMBINI	0,25	MAMOUDZOU
SIEGE.SIM	0,63	MAMOUDZOU
CCI	0,4	MAMOUDZOU
INTERNAT	0,4	MAMOUDZOU
VITRINES	0,63	MAMOUDZOU
CONVALESCENCE	0,25	MAMOUDZOU
BAR FLY	0,25	MAMOUDZOU
REFOULEMENT	0,25	MAMOUDZOU
POMPAGE KOUALE	0,25	PASSAMAINTI
KOUALE LEGION	0,16	PASSAMAINTI
POMPAGE KOUALE LEGION	0,16	PASSAMAINTI
COLLEGE KOUALE	0,4	PASSAMAINTI
VETIVERS	0,63	MAMOUDZOU
KAVANI.STADE	0,63	MAMOUDZOU
BAOBAB	0,63	MAMOUDZOU
MANDZARSDA	0,63	MAMOUDZOU
KAVANI SIM	0,4	MAMOUDZOU
COMPLEXE SPORTIF	0,4	MAMOUDZOU
TAMARINS	0,4	MAMOUDZOU
CIC BAOBAB	0,4	MAMOUDZOU
KAVANI.MTSAPERE	0,63	MAMOUDZOU
KAOUENI VILLAGE	0,63	KAWENI
SPPM	0,63	KAWENI
RIZOMAY	0,25	KAWENI
LDM	0,4	KAWENI
RENAULT	0,63	KAWENI
COPREL	0,63	KAWENI
STATION ESSENCE	0,63	KAWENI
SMEC	0,63	KAWENI
KEMAL	0,63	KAWENI
SNIE	0,63	KAWENI
ZI NEL 1	0,63	KAWENI
ZI NEL 2	0,63	KAWENI
EDM	0,63	KAWENI
VILLAS NEL	0,16	KAWENI
UIV	1	KAWENI
ZI NEL 3	0,25	KAWENI
TRANSNIE	0,63	KAWENI
OULA	0,63	KAWENI
HAUTS VALLONS-1	0,63	KAWENI
DEPOT.COLAS	1	KAWENI
SAMAPHI	0,25	KAWENI
DEPOT SODIFRAM	0,4	KAWENI
KAOUENI ECOLE	0,63	KAWENI
LOT. HAUTS VALLONS	0,4	KAWENI
FORAGE	0,25	KAWENI
HATIA	0,63	KAWENI
CORA	1	KAWENI
CORA	1	KAWENI
CENTRE COMMERCIAL	1	KAWENI
MAHARADJA	0,63	KAWENI
CORALIUM	0,63	KAWENI
SUPER-K	0,63	KAWENI
HAUTS VALLONS-2	0,63	KAWENI
ZC HAUTS VALLONS	0,63	KAWENI
JAPG	0,63	KAWENI
CHAMA	0,25	KAWENI
MANGROVE	0,4	KAWENI
FRIZOU	1	KAWENI
HYPERDISCOUNT	0,63	KAWENI
LEP KAWENI	1	KAWENI
SAKINA	0,4	MAMOUDZOU
ARCH. DEPT.	0,63	KAWENI
PLATEAU SPORTIF	0,63	KAWENI
MOSQUEE HAMAHA	0,63	KAWENI
MJC HAMAHA	0,63	KAWENI

Poste HTA	Puissance assignée (MVA)	Zone
ZAC HAMAHA	0,63	KAWENI
CHANTIER COLLEGE K2	0,4	KAWENI
COLLEGE	0,4	KAWENI
AIRE DE JEUX HAMAHA	0,63	KAWENI
TRIBUNAL	0,4	KAWENI
CSSM	1	KAWENI
MTSAPERE MAEVANTANA	0,63	MAMOUDZOU
MTSAPERE MOSQUEE	0,63	PASSAMAINTI
CES DOUJANI	0,63	PASSAMAINTI
KAFE	0,16	MAMOUDZOU
SENAT	0,63	MAMOUDZOU
KALAFOUBA	0,25	PASSAMAINTI
LOT DOUJANI	0,4	PASSAMAINTI
NYAMBOTITI	0,4	PASSAMAINTI
17-mars	0,63	PASSAMAINTI
TANAFOU	0,63	PASSAMAINTI
COLLEGE	0,63	PASSAMAINTI
POMPAGE GOULOUE	0,1	PASSAMAINTI
BENGALIS	0,63	PASSAMAINTI
TSOUNDZOU	0,63	PASSAMAINTI
TSOUNDZOU2	0,63	PASSAMAINTI
LA PALMERAIE	0,25	TSARARANO
SIM	0,25	PASSAMAINTI
JARDIN DES EPICES	0,25	TSARARANO
VAHIBE	0,63	PASSAMAINTI
MT COMBANI	0,05	TSINGONI
MARAMBER	0,05	TSINGONI
RESERVOIR VAHIBE	0,16	TSINGONI
MOUINGA	0,16	PASSAMAINTI
MTSAMBORO MAIRIE	0,4	MTSAMBORO
MADIANA	0,4	MTSAMBORO
MTSAMBORO GENDARMERIE	0,16	MTSAMBORO
MADJABLANI	0,05	ACOUA
HAMJAGO	0,4	MTSAMBORO
MTSAHARA	0,63	MTSAMBORO
COLLEGE MTSAHARA	0,25	MTSAMBORO
RADAR	0,16	MTSAMBORO
ECOLE	0,4	MTSANGAMOUJI
MTSANGAMOUJI 2	0,63	MTSANGAMOUJI
MTSANGAMOUJI POMPAGE	0,16	MTSANGAMOUJI
FANGARATORO	0,05	MTSANGAMOUJI
SOULOU	0,16	MTSANGAMOUJI
MTSANGAMOUJI FORAGE	0,25	MTSANGAMOUJI
SANDANI	0,05	MTSANGAMOUJI
MTSANGA BADJA	0,16	MTSANGAMOUJI
CHEMBENYOUMBA	0,63	MTSANGAMOUJI
ZANSIGNE	0,16	MTSANGAMOUJI
TANARAKI	0,05	MTSANGAMOUJI
ANTANAMBAO	0,25	MTSANGAMOUJI
COLLEGE	0,25	MTSANGAMOUJI
MLIHA	0,16	MTSANGAMOUJI
OUANGANI	0,4	OUANGANI
LOT SELEMANI	0,16	OUANGANI
MOSQUEE	0,25	OUANGANI
BARAKANI	0,63	OUANGANI
COLLEGE MME PAYET	0,25	MTSAMBORO
COCONI SCIERIE	0,16	COCONI
COCONI	0,25	COCONI
LPA	0,4	OUANGANI
LEP KAHANI	0,4	KAHANI
GOMENI	0,05	TSINGONI
KAHANI VILLAGE	0,63	KAHANI
DANI SALIM	0,16	TSINGONI
MATERNITE CENTRE	0,4	KAHANI
HACHIQUE	0,16	KAHANI
FORAGE OUROVENI 3	0,16	TSINGONI
LA VIGIE	0,4	DZAOUZI
VITA LEMENGO	0,63	PAMANDZI
RFO	0,63	PAMANDZI
AJP	0,63	PAMANDZI
BEA	0,63	PAMANDZI
AEROGARE	0,63	PAMANDZI
BASSA	0,63	PAMANDZI
TROTRODJEOU	0,63	PAMANDZI
USINE DE DESSALEMENT	1	PAMANDZI
COLLEGE	0,4	PAMANDZI

Poste HTA	Puissance assignée (MVA)	Zone
GENDARMERIE	0,4	PAMANDZI
MATSOZINI	0,4	PAMANDZI
LYCEE PAMANDZI	0,4	PAMANDZI
TOUR DE CONTROLE	0,1	PAMANDZI
STADE PAMANDZI	0,63	PAMANDZI
MAC LUCKIE	0,63	PAMANDZI
LAVALIN	0,63	PAMANDZI
LAVALIN	0,63	PAMANDZI
CRA	0,4	PAMANDZI
ETPC PAMANDZI	0,4	DZAOUZI
MAANDHUI	0,63	PAMANDZI
GENDARMERIE	0,4	SADA
SADA 2	0,25	SADA
SADA GNAMBOTITI	0,4	SADA
BAMANA	0,4	SADA
SADA JIWAWE	0,25	SADA
SADA COLLEGE	0,25	SADA
ABDEREMANI	0,25	SADA
SADA LYCEE	0,4	SADA
SADA CAVANI	0,63	SADA
MISTARE	0,63	SADA
FORAGE SADA	0,16	SADA
MSTANGATITI	0,63	SADA
MANGAJOU	0,63	SADA
MTSANGACHEHI	0,25	SADA
TSINGONI	0,63	TSINGONI
TSINGONI ECOLE	0,63	TSINGONI
TSINGONI POMPAGE	0,16	TSINGONI
MROWALE GUE	0,05	TSINGONI
100 VILLAS	0,16	TSINGONI
19TIR COMBANI	0,63	TSINGONI
Poste secondaire (2)	0,63	TSINGONI
RETENUE COLLINAIRE	0,25	TSINGONI
GOLF	0,25	TSINGONI
NADJID ANDHUM	0,25	TSINGONI
GSMA	0,8	TSINGONI
BAJONI	0,16	TSINGONI
MAGADZA	0,25	TSINGONI
RESERVOIR	0,1	TSINGONI
MANGABE	0,1	TSINGONI
KIAMA	0,63	TSINGONI
MIRERENI	0,63	TSINGONI
HOUMADI	0,05	TSINGONI
WROALE	0,63	TSINGONI

Tableau 35 : Poste d'injection HTA considérés dans le modèle Power Factory, et « poste source » de rattachement pour l'étude

2.2.6 Production ENR

Toutes les productions renouvelables d'une zone sont injectées en un poste de distribution de cette zone choisie. Cette simplification est couramment utilisée pour les études de réseaux électriques.

Tableau 36 : Poste d'injection considéré associés aux différentes zones d'étude

Zone	Poste de distribution pour l'injection
ACOUA	ACOUA KAVANI
BANDRABOUA	BANDRABOUA1
BANDRELE	BANDRELE
BOUENI	BOUENI MAIRIE
BOUYOUNI	BOUYOUNI
CHICONI	CHICONI KAVANI

CHIRONGUI	CHIRONGUI
COCONI	COCONI
DEMBENI	DEMBENI
DZAOUZI	LABATTOIR
DZOUMONYE	DZOUMOGNE VILLAGE
KAHANI	KAHANI VILLAGE
KANIKELI	KANI KELI
KAWENI	KAOUENI VILLAGE
KOUNGOU	TREVANI VILLAGE
LONGONI	CENTRALE EDM
MAMOUDZOU	LIAISON MAMOUDZOU
MTSAMBORO	MTSAMBORO MAIRIE
MTSAMOUDOU	MOUTSAMOUDOU
MTSANGAMOUJI	MTSANGAMOUJI 2
OUANGANI	OUANGANI
PAMANDZI	USINE DE DESSALEMENT
PASSAMAINTI	COLLEGE
SADA	SADA GNAMBOTITI
TSARARANO	TSARARANO
TSINGONI	TSINGONI

2.3 Modélisation des Générateurs statiques

2.3.1 Systèmes photovoltaïques

Les systèmes photovoltaïques sont décomposés en deux grandes catégories :

- PV Diffus : Agglomération des « petites » installations photovoltaïques décentralisées. Le réseau de distribution n'étant pas modélisé, le modèle est raccordé directement aux jeux de barres 20 kV et ne participe pas au réglage de tension locale ;
- PV au Sol (départs dédiés) : Installations photovoltaïques de puissances importantes raccordées directement au réseau 63 kV par le biais de départs dédiés. Ces installations participent au réglage de tension du réseau 63 kV.

Les évolutions de la Documentation Technique de Référence d'EDF SEI ont été prises en compte dans la modélisation des installations raccordées via une interface à électronique de puissance. En particulier, au sujet de la tenue au creux de tension, les paramètres de modélisation suivants ont été considérés pour les installations photovoltaïques décentralisées (« PV Diffus ») :

- Déconnexion des installations lorsque la tension au point de raccordement chute en dessous de 0,8 p.u. ;
- Reconnexion des installations lorsque la tension au point de raccordement revient au-dessus de 0,85 p.u.

En revanche, les installations raccordées via une interface à base d'électronique de puissance sur des départs HTA dédiés (« PV au sol ») ne se déconnectent pas lors des creux de tension et participent au maintien de la tension par l'injection de courant réactif dans la limite de leurs capacités.

2.3.2 Systèmes de stockage d'énergie par batteries

Les systèmes de stockage par batteries sont modélisés par le biais du modèle standard de la bibliothèque PowerFactory. Le modèle est avant tout destiné à assurer un contrôle de la fréquence électrique du réseau. Les paramètres utilisés correspondent pour la plupart aux paramètres de base du modèle (valeurs typiques).

Une importance particulière a été portée sur le temps de réponse des batteries en cas de variation de fréquence. Afin de garder des hypothèses conservatrices et suite aux recommandations du gestionnaire du système, un temps de réaction de 60 ms a été ajouté à la boucle de régulation de fréquence à l'aide d'une fonction de transfère de retard pur ayant une constante de temps de 150 ms (Paramètre Td).

L'intégration au modèle des batteries est réalisée suivant les hypothèses ci-après :
Les batteries sont directement connectées aux jeux de barres 20 kV ou 90 kV selon leur dimensionnement.

Les batteries sont centralisées à proximité immédiate ou directement à l'intérieur des postes 20 ou 90 kV et, de ce fait, elles participent toutes au réglage de tension locale des jeux de barres auxquels elles sont connectées.
Le facteur de puissance nominal est de 0,9 p.u.

2.4 Données des points de fonctionnement étudiés

Pour l'ensemble des simulations statiques, les valeurs de charges et de productions sont calées conformément aux données de sortie d'ETEM et indiquent que la puissance générée est strictement équivalente à la puissance demandée.

Toutefois, il demeure un faible déséquilibre entre la charge et la production, malgré la prise en compte des pertes réseau. Ce déséquilibre est dû à l'écart entre les pertes estimées dans ETEM et les pertes réellement calculées plus finement par PowerFactory. Ces pertes, bien que non explicitement représentées dans les données, sont prises en compte dans la simulation.

L'équilibre du modèle par une centrale de référence, qui ajuste sa production pour maintenir l'équilibre entre la puissance générée et la puissance demandée, en tenant compte des pertes joule dans les lignes et transformateurs du réseau électrique.

2.4.1 Points de fonctionnement du scenario n°1

Le tableau suivant résume les puissances installées du scénario 1 :

Tableau 37 : Puissances installées sur le scénario 1 (MW)

Zone	Stockage	PV	Biomasse	Biogaz	Diesel
ACOUA	_ _	1,2	_ _	_ _	_ _
BANDRABOUA	0,7	1,4	_ _	1,1	_ _
BANDRELE	0,0	0,7	_ _	_ _	_ _
BOUENI	0,1	2,2	_ _	_ _	_ _
BOUYOUNI	0,0	0,7	_ _	_ _	_ _
LONGONI	0,3	6,7	_ _	_ _	73,2
CHICONI	0,3	3,3	_ _	_ _	_ _
CHIRONGUI	0,1	1,8	_ _	_ _	_ _
COCONI	0,3	2,6	_ _	_ _	_ _
PASSAMAINTI	0,3	6,7	_ _	_ _	_ _
DEMBENI	0,1	1,2	_ _	_ _	_ _
DZOUMONYE	5,6	2,6	12,0	_ _	_ _
KAHANI	0,0	0,3	_ _	_ _	_ _
KANIKELI	0,0	0,7	_ _	_ _	_ _
KAWENI	1,1	21,2	_ _	_ _	_ _
DZAOUZI	26,9	5,0	_ _	_ _	_ _
MAMOUDZOU	0,1	1,9	_ _	_ _	_ _
MTSAMOUDOU	0,1	1,1	_ _	_ _	_ _
MTSAMBORO	0,1	1,7	_ _	_ _	_ _
MTSANGAMOUJI	0,5	2,7	_ _	_ _	_ _
OUANGANI	0,0	0,6	_ _	_ _	_ _
SADA	0,1	1,6	_ _	_ _	_ _
KOUNGOU	0,3	6,6	_ _	_ _	_ _
TSARARANO	0,0	0,8	_ _	_ _	_ _
TSINGONI	1,1	7,8	_ _	_ _	_ _
PAMANDZI	0,2	3,1	_ _	_ _	_ _

2.4.1.1 Point 1-1 : Pic de demande 2050 observé en l'absence d'injection de machines tournante

Le mix énergétique correspondant est indiqué en MW dans le tableau suivant :

Tableau 38 : Répartition de la production, scénario 1- point 01 (MW)

Zone	Stockage	PV	Biomasse	Biogaz	Diesel	Demande
ACOUA	_ _	1,0	_ _	_ _	_ _	0,8
BANDRABOUA	0,0	1,1	_ _	1.0	_ _	1,1
BANDRELE	0,0	0,6	_ _	_ _	_ _	2,5
BOUENI	0,0	1,8	_ _	_ _	_ _	1,5
BOUYOUNI	0,0	0,6	_ _	_ _	_ _	0,7
LONGONI	0,0	5,3	_ _	_ _	4,0	2,1
CHICONI	0,0	2,6	_ _	_ _	_ _	1,6
CHIRONGUI	0,0	1,4	_ _	_ _	_ _	3,0
COCONI	0,0	2,0	_ _	_ _	_ _	0,2
PASSAMAINTI	0,0	5,3	_ _	_ _	_ _	3,9
DEMBENI	0,0	0,9	_ _	_ _	_ _	2,0
DZOUMONYE	0,0	2,1	12,0	_ _	_ _	1,3
KAHANI	0,0	0,2	_ _	_ _	_ _	0,8
KANIKELI	0,0	0,5	_ _	_ _	_ _	2,0
KAWENI	0,0	16,6	_ _	_ _	_ _	15,8
DZAOUZI	0,0	4,0	_ _	_ _	_ _	4,9
MAMOUDZOU	0,0	1,5	_ _	_ _	_ _	10,7
MTSAMOUDOU	0,0	0,9	_ _	_ _	_ _	0,9
MTSAMBORO	0,0	1,4	_ _	_ _	_ _	1,3
MTSANGAMOUJI	0,0	2,1	_ _	_ _	_ _	1,7
OUANGANI	0,0	0,5	_ _	_ _	_ _	0,9
SADA	0,0	1,3	_ _	_ _	_ _	2,8
KOUNGOU	0,0	5,2	_ _	_ _	_ _	10,5
TSARARANO	0,0	0,6	_ _	_ _	_ _	2,4
TSINGONI	0,0	6,1	_ _	_ _	_ _	4,1
PAMANDZI	0,0	2,5	_ _	_ _	_ _	5,5

Les différentes filières de production contribuent de la manière suivante à la couverture de la demande :

- Photovoltaïque : 80%
- Thermique : 4.7%
- Biomasse : 14.12%
- Biogaz : 1.18%

2.4.1.2 Point 1-2 : Plus faible inertie observée pendant le pic d'injection à l'échelle d'une centrale

Le mix énergétique correspondant est indiqué en MW dans le tableau suivant :

Tableau 39: Répartition de la production, scénario 1- point 02 (MW)

Zone	Stockage	PV	Biomasse	Biogas	Diesel	Demande
ACOUA	_ _	1,0	_ _	_ _	_ _	0,6
BANDRABOUA	-0,3	1,2	_ _	1.0	_ _	0,9
BANDRELE	0,0	0,6	_ _	_ _	_ _	2,0
BOUENI	0,0	1,8	_ _	_ _	_ _	1,2
BOUYOUNI	0,0	0,6	_ _	_ _	_ _	0,6
LONGONI	-0,1	5,5	_ _	_ _	0,0	1,7
CHICONI	-0,1	2,7	_ _	_ _	_ _	1,3
CHIRONGUI	0,0	1,5	_ _	_ _	_ _	2,4
COCONI	-0,1	2,1	_ _	_ _	_ _	0,2
PASSAMAINTI	-0,1	5,5	_ _	_ _	_ _	3,2
DEMBENI	0,0	1,0	_ _	_ _	_ _	1,6
DZOUMONYE	-2,2	2,1	12,0	_ _	_ _	1,0
KAHANI	0,0	0,2	_ _	_ _	_ _	0,6
KANIKELI	0,0	0,5	_ _	_ _	_ _	1,7
KAWENI	-0,4	17,4	_ _	_ _	_ _	12,8
DZAOUZI	-10,5	4,1	_ _	_ _	_ _	4,0
MAMOUDZOU	-0,1	1,6	_ _	_ _	_ _	8,7
MTSAMOUDOU	0,0	0,9	_ _	_ _	_ _	0,8
MTSAMBORO	0,0	1,4	_ _	_ _	_ _	1,0
MTSANGAMOUJI	-0,2	2,2	_ _	_ _	_ _	1,3
OUANGANI	0,0	0,5	_ _	_ _	_ _	0,7
SADA	0,0	1,3	_ _	_ _	_ _	2,3
KOUNGOU	-0,1	5,4	_ _	_ _	_ _	8,5
TSARARANO	0,0	0,6	_ _	_ _	_ _	1,9
TSINGONI	-0,4	6,4	_ _	_ _	_ _	3,4
PAMANDZI	-0,1	2,6	_ _	_ _	_ _	4,5

Les différentes filières de production contribuent de la manière suivante à la couverture de la demande :

- Photovoltaïque : 84.5%
- Biomasse : 14.3%
- Biogaz : 1.2%

Pour ce point de fonctionnement, le stockage d'énergie par batteries représente 17.85% de la charge appelée.

2.4.1.3 Point 1-3 : pic de demande observée en période d'injection maximale des batteries

Le mix énergétique correspondant est indiqué en MW dans le tableau suivant :

Tableau 40: Répartition de la production, scénario 1- point 03 (MW)

Zone	Stockage	PV	Biomasse	Biogaz	Diesel	Demande
ACOUA	_ _	0,0	_ _	_ _	_ _	0,8

BANDRABOUA	0,6	0,0	_ _	1.0	_ _	1,1
BANDRELE	0,0	0,0	_ _	_ _	_ _	2,5
BOUENI	0,1	0,0	_ _	_ _	_ _	1,5
BOUYOUNI	0,0	0,0	_ _	_ _	_ _	0,7
LONGONI	0,3	0,0	_ _	_ _	39,0	2,1
CHICONI	0,2	0,0	_ _	_ _	_ _	1,6
CHIRONGUI	0,1	0,0	_ _	_ _	_ _	3,0
COCONI	0,2	0,0	_ _	_ _	_ _	0,2
PASSAMAINTI	0,3	0,0	_ _	_ _	_ _	3,9
DEMBENI	0,0	0,0	_ _	_ _	_ _	2,0
DZOUMONYE	4,8	0,0	12,0	_ _	_ _	1,3
KAHANI	0,0	0,0	_ _	_ _	_ _	0,8
KANIKELI	0,0	0,0	_ _	_ _	_ _	2,0
KAWENI	0,9	0,0	_ _	_ _	_ _	15,8
DZAOUZI	23,2	0,0	_ _	_ _	_ _	4,9
MAMOUDZOU	0,1	0,0	_ _	_ _	_ _	10,7
MTSAMOUDOU	0,0	0,0	_ _	_ _	_ _	0,9
MTSAMBORO	0,1	0,0	_ _	_ _	_ _	1,3
MTSANGAMOUJI	0,4	0,0	_ _	_ _	_ _	1,7
OUANGANI	0,0	0,0	_ _	_ _	_ _	0,9
SADA	0,1	0,0	_ _	_ _	_ _	2,8
KOUNGOU	0,3	0,0	_ _	_ _	_ _	10,5
TSARARANO	0,0	0,0	_ _	_ _	_ _	2,4
TSINGONI	1,0	0,0	_ _	_ _	_ _	4,1
PAMANDZI	0,1	0,0	_ _	_ _	_ _	5,5

Les différentes filières de production contribuent de la manière suivante à la couverture de la demande :
Thermique : 45.89%
Biomasse : 14.11%
Biogaz : 1.17%
Injection de puissance des systèmes de stockage par batteries : 38.82%

2.4.2 Points de fonctionnement du scenario n°2

Le tableau suivant résume les puissances installées sur le scénario 2 (MW) :

Tableau 41: Puissances installées sur le scénario 2 (MW)

Zone	Stockage	PV	Eolien terrestre	Biomasse	Biogaz	Houlomoteur	Géothermie	Diesel
ACOUA	_ _	2,3	4,0	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _
BANDRABOUA	4,0	2,1	_ _	_ _	1,1	_ _	_ _	_ _
BANDRELE	0,3	1,4	2,0	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _
BOUENI	4,5	3,5	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _
BOUYOUNI	_ _	0,8	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _
LONGONI	1,5	9,5	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	73,2
CHICONI	7,1	6,4	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _
CHIRONGUI	3,3	3,2	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _
COCONI	5,4	4,2	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _
PASSAMAINTI	1,4	9,6	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _
DEMBENI	3,0	1,7	11,0	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _
DZOUMONYE	8,4	4,4	_ _	12,0	_ _	_ _	_ _	_ _
KAHANI	0,8	0,5	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _
KANIKELI	_ _	1,3	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _
KAWENI	45,7	41,3	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _
DZAOUZI	15,9	9,1	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _
MAMOUDZOU	2,2	1,9	6,0	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _
MTSAMOUDOU	0,8	2,2	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _
MTSAMBORO	2,7	2,7	6,0	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _
MTSANGAMOUJI	5,6	4,5	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _
OUANGANI	0,5	1,2	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _
SADA	27,5	33,1	2,0	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _
KOUNGOU	4,7	8,4	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _
TSARARANO	0,4	1,2	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _
TSINGONI	10,4	12,3	2,0	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _
PAMANDZI	9,1	5,9	_ _	_ _	_ _	20,0	12,0	_ _

2.4.2.1 Point 2-1 : Pic de demande 2050 observé en l'absence d'injection de machines tournantes

Le mix énergétique correspondant est indiqué en MW dans le tableau suivant :

Tableau 42: Répartition de la production, scénario 2- point 01 (MW)

Zone	Stockage	PV	Eolien terrestre	Biomasse	Biogaz	Houlomoteur	Géothermie	Diesel	Demande
ACOUA	_ _	1,8	1,3	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	0,9
BANDRABOUA	-1,2	1,6	_ _	_ _	0,0	_ _	_ _	_ _	1,2
BANDRELE	-0,1	1,1	0,7	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	2,9
BOUENI	-1,4	2,7	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	1,7
BOUYOUNI	0,0	0,6	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	0,9
LONGONI	-0,5	7,4	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	0,0	2,5
CHICONI	-2,2	5,0	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	1,9
CHIRONGUI	-1,0	2,5	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	3,5
COCONI	-1,7	3,2	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	0,2
PASSAMAINTI	-0,4	7,5	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	4,6
DEMBENI	-0,9	1,3	3,7	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	2,3
DZOUMONYE	-2,6	3,4	_ _	4,0	_ _	_ _	_ _	_ _	1,5
KAHANI	-0,3	0,4	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	0,9
KANIKELI	0,0	1,0	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	2,4
KAWENI	-14,4	32,2	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	18,4
DZAOUZI	-5,0	7,1	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	5,8
MAMOUDZOU	-0,7	1,5	2,0	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	12,5
MTSAMOUDOU	-0,2	1,7	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	1,1
MTSAMBORO	-0,8	2,1	2,0	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	1,5
MTSANGAMOUJI	-1,8	3,5	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	1,9
OUANGANI	-0,2	0,9	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	1,0
SADA	-8,7	25,8	0,7	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	3,3
KOUNGOU	-1,5	6,6	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	12,2
TSARARANO	-0,1	0,9	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	2,8
TSINGONI	-3,3	9,6	0,7	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	4,8
PAMANDZI	-2,9	4,6	_ _	_ _	_ _	0,0	0,0	_ _	6,4

Les différentes filières de production contribuent de la manière suivante à la couverture de la demande :

- Photovoltaïque : 90%
- Eolien : 7.3%
- Biomasse : 2.7%

Pour ce point de fonctionnement, le stockage d'énergie par batteries représente 34,4% de la charge appelée.

2.4.2.2 Point 2-2 : Plus faible inertie observée pendant le pic d'injection à l'échelle d'une centrale

Le mix énergétique correspondant est indiqué en MW dans le tableau suivant :

Tableau 43: Répartition de la production, scénario 2- point 02 (MW)

Zone	Stockage	PV	Eolien terrestre	Biomasse	Biogaz	Houlomoteur	Géothermie	Diesel	Demande
ACOUA	_ _	1,9	0,1	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	0,7
BANDRABOUA	-2,1	1,7	_ _	_ _	0,0	_ _	_ _	_ _	0,9
BANDRELE	-0,2	1,2	0,1	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	2,1
BOUENI	-2,3	2,9	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	1,2
BOUYOUNI	0,0	0,7	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	0,6
LONGONI	-0,8	7,9	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	0,0	1,8
CHICONI	-3,7	5,3	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	1,4
CHIRONGUI	-1,7	2,7	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	2,5
COCONI	-2,8	3,5	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	0,2
PASSAMAINTI	-0,7	8,0	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	3,3
DEMBENI	-1,6	1,4	0,3	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	1,7
DZOUMONYE	-4,4	3,6	_ _	12,0	_ _	_ _	_ _	_ _	1,1
KAHANI	-0,4	0,4	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	0,6
KANIKELI	0,0	1,1	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	1,7
KAWENI	-23,8	34,3	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	13,4
DZAOUZI	-8,3	7,5	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	4,2
MAMOUDZOU	-1,1	1,6	0,2	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	9,1
MTSAMOUDOU	-0,4	1,8	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	0,8
MTSAMBORO	-1,4	2,2	0,2	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	1,1
MTSANGAMOUJI	-2,9	3,8	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	1,4
OUANGANI	-0,3	1,0	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	0,7
SADA	-14,3	27,5	0,1	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	2,4
KOUNGOU	-2,4	7,0	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	8,9
TSARARANO	-0,2	1,0	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	2,0
TSINGONI	-5,4	10,2	0,1	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	3,5
PAMANDZI	-4,7	4,9	_ _	_ _	_ _	0,0	0,0	_ _	4,7

Les différentes filières de production contribuent de la manière suivante à la couverture de la demande :

- Photovoltaïque : 91.77%
- Eolien : 0.63%
- Biomasse : 7.6%

Pour ce point de fonctionnement, le stockage d'énergie par batteries représente 54,4 % de la charge appelée.

2.4.2.3 Point 2-3 : pic de demande observée en période d'injection maximale des batteries

Le mix énergétique correspondant est indiqué en MW dans le tableau suivant :

Tableau 44: Répartition de la production, scénario 2- point 03 (MW)

Zone	Stockage	PV	Eolien terrestre	Biomasse	Biogaz	Houlomoteur	Géothermie	Diesel	Demande
ACOUA	_ _	0,0	0,1	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	0,7
BANDRABOUA	1,6	0,0	_ _	_ _	0,0	_ _	_ _	_ _	0,9
BANDRELE	0,1	0,0	0,1	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	2,1
BOUENI	1,8	0,0	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	1,2
BOUYOUNI	0,0	0,0	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	0,6
LONGONI	0,6	0,0	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	0,0	1,8
CHICONI	2,9	0,0	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	1,4
CHIRONGUI	1,3	0,0	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	2,5
COCONI	2,2	0,0	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	0,2
PASSAMAINTI	0,6	0,0	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	3,3
DEMBENI	1,2	0,0	0,6	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	1,7
DZOUMONYE	3,4	0,0	_ _	4,0	_ _	_ _	_ _	_ _	1,1
KAHANI	0,3	0,0	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	0,6
KANIKELI	0,0	0,0	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	1,7
KAWENI	18,6	0,0	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	13,4
DZAOUZI	6,5	0,0	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	4,2
MAMOUDZOU	0,9	0,0	0,4	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	9,1
MTSAMOUDOU	0,3	0,0	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	0,8
MTSAMBORO	1,1	0,0	0,4	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	1,1
MTSANGAMOUJI	2,3	0,0	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	1,4
OUANGANI	0,2	0,0	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	0,7
SADA	11,2	0,0	0,1	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	2,4
KOUNGOU	1,9	0,0	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	8,9
TSARARANO	0,2	0,0	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	2,0
TSINGONI	4,2	0,0	0,1	_ _	_ _	_ _	_ _	_ _	3,5
PAMANDZI	3,7	0,0	_ _	_ _	_ _	0,0	0,0	_ _	4,7

Les différentes filières de production contribuent de la manière suivante à la couverture de la demande :

- Eolien : 2.75%
- Biomasse : 5.47%
- Injection de puissance des systèmes de stockage par batteries : 91.78%

2.4.3 Points de fonctionnement du scenario n°3

Le tableau suivant résume les puissances installées sur le scénario 3 (MW) :

Tableau 45: Puissances installées sur le scénario 3 (MW)

Zone	Stockage	PV	Eolien terrestre	Biogaz	Géothermie
ACOUA	45,7	2,3	4,0	_ _	_ _
BANDRABOUA	3,8	2,1	_ _	1,1	_ _
BANDRELE	0,0	1,4	_ _	_ _	_ _
BOUENI	4,3	3,5	_ _	_ _	_ _
BOUYOUNI	0,1	0,8	_ _	_ _	_ _
CHICONI	5,9	6,4	_ _	_ _	_ _
CHIRONGUI	2,5	3,2	_ _	_ _	_ _
COCONI	2,7	4,2	_ _	_ _	_ _
DEMBENI	0,8	1,7	_ _	_ _	_ _
DZAOUZI	16,2	9,1	_ _	_ _	_ _
DZOUMONYE	3,8	4,4	_ _	_ _	_ _
KAHANI	0,4	0,5	_ _	_ _	_ _
KANIKELI	_ _	1,3	_ _	_ _	_ _
KAWENI	38,2	41,3	_ _	_ _	_ _
KOUNGOU	4,2	8,4	_ _	_ _	_ _
LONGONI	4,5	9,5	_ _	_ _	_ _
MAMOUDZOU	6,7	1,9	6,0	_ _	_ _
MTSAMBORO	1,9	2,7	_ _	_ _	_ _
MTSAMOUDOU	_ _	2,2	_ _	_ _	_ _
MTSANGAMOUJI	4,8	4,5	_ _	_ _	_ _
OUANGANI	1,3	1,2	_ _	_ _	_ _
PAMANDZI	10,5	5,9	_ _	_ _	40,0
PASSAMAINTI	4,6	9,6	_ _	_ _	_ _
SADA	17,6	17,7	2,0	_ _	_ _
TSARARANO	0,8	1,2	_ _	_ _	_ _
TSINGONI	11,0	12,3	_ _	_ _	_ _

2.4.3.1 Point 3-1 : Pic de demande 2050 observé en l'absence d'injection de machines tournante

Le mix énergétique correspondant est indiqué en MW dans le tableau suivant :

Tableau 46: Répartition de la production, scénario 3- point 01 (MW)

Zone	Stockage	PV	Eolien terrestre	Biogaz	Géothermie	Demande
ACOUA	0,0	1,4	0,8	_ _	_ _	1,0
BANDRABOUA	0,0	1,2	_ _	0,0	_ _	1,4
BANDRELE	_ _	0,9	_ _	_ _	_ _	3,2
BOUENI	0,0	2,1	_ _	_ _	_ _	1,9
BOUYOUNI	0,0	0,5	_ _	_ _	_ _	1,0
CHICONI	0,0	3,8	_ _	_ _	_ _	2,1
CHIRONGUI	0,0	1,9	_ _	_ _	_ _	3,8
COCONI	0,0	2,5	_ _	_ _	_ _	0,3
DEMBENI	0,0	1,0	0,6	_ _	_ _	2,6
DZAOUZI	0,0	5,4	_ _	_ _	_ _	6,4
DZOUMONYE	0,0	2,6	_ _	_ _	_ _	1,6
KAHANI	0,0	0,3	_ _	_ _	_ _	1,0
KANIKELI	_ _	0,8	_ _	_ _	_ _	2,7
KAWENI	0,0	24,6	_ _	_ _	_ _	20,4
KOUNGOU	0,0	5,0	_ _	_ _	_ _	13,6
LONGONI	0,0	5,7	_ _	_ _	_ _	2,7
MAMOUDZOU	0,0	1,2	1,2	_ _	_ _	13,9
MTSAMBORO	0,0	1,6	_ _	_ _	_ _	1,6
MTSAMOUDOU	_ _	1,3	_ _	_ _	_ _	1,2
MTSANGAMOUJI	0,0	2,7	_ _	_ _	_ _	2,1
OUANGANI	0,0	0,7	_ _	_ _	_ _	1,1
PAMANDZI	0,0	3,5	_ _	_ _	12	7,1
PASSAMAINTI	0,0	5,7	_ _	_ _	_ _	5,1
SADA	0,0	10,5	0,4	_ _	_ _	3,7
TSARARANO	0,0	0,7	_ _	_ _	_ _	3,1
TSINGONI	0,0	7,3	_ _	_ _	_ _	5,4

Les différentes filières de production contribuent de la manière suivante à la couverture de la demande :

- Photovoltaïque : 86.37%
- Eolien : 2.73%
- Géothermie : 10.9%

2.4.3.2 Point 3-2 : Plus faible inertie observée pendant le pic d'injection à l'échelle d'une centrale

Le mix énergétique correspondant est indiqué en MW dans le tableau suivant :

Tableau 47 : Répartition de la production, scénario 3- point 02 (MW)

Zone	Stockage	PV	Eolien terrestre	Biogaz	Géothermie	Demande
ACOUA	-51,7	1,9	0,0	0,0	_ _	0,7
BANDRABOUA	-2,1	1,7	_ _	0,0	_ _	0,9
BANDRELE	0,0	1,2	_ _	_ _	_ _	2,0
BOUENI	-2,3	2,9	_ _	_ _	_ _	1,2
BOUYOUNI	_ _	0,7	_ _	_ _	_ _	0,6
CHICONI	-0,7	5,3	_ _	_ _	_ _	1,3
CHIRONGUI	-1,7	2,7	_ _	_ _	_ _	2,4
COCONI	0,0	3,4	_ _	_ _	_ _	0,2
DEMBENI	-0,7	1,4	0,0	_ _	_ _	1,6
DZAOUZI	-7,4	7,5	_ _	_ _	_ _	4,1
DZOUMONYE	-0,7	3,6	_ _	_ _	_ _	1,0
KAHANI	-0,1	0,4	_ _	_ _	_ _	0,6
KANIKELI	_ _	1,1	_ _	_ _	_ _	1,7
KAWENI	-2,6	34,0	_ _	_ _	_ _	13,0
KOUNGOU	-0,8	6,9	_ _	_ _	_ _	8,7
LONGONI	0,0	7,8	_ _	_ _	_ _	1,7
MAMOUDZOU	-4,5	1,6	0,0	_ _	_ _	8,8
MTSAMBORO	-0,1	2,2	_ _	_ _	_ _	1,0
MTSAMOUDOU	0,0	1,8	_ _	_ _	_ _	0,8
MTSANGAMOUJI	0,0	3,7	_ _	_ _	_ _	1,4
OUANGANI	-0,5	1,0	_ _	_ _	_ _	0,7
PAMANDZI	-3,6	4,8	_ _	_ _	40,0	4,5
PASSAMAINTI	-1,9	7,9	_ _	_ _	_ _	3,2
SADA	-7,5	14,5	0,0	_ _	_ _	2,3
TSARARANO	0,0	1,0	_ _	_ _	_ _	1,9
TSINGONI	-2,2	10,1	_ _	_ _	_ _	3,4

Les différentes filières de production contribuent de la manière suivante à la couverture de la demande :

- Photovoltaïque : 76.60%
- Géothermie : 23.4%

Pour ce point de fonctionnement, le stockage d'énergie par batteries représente 53,2% de la charge appelée.

2.4.3.3 Point 3-3 : pic de demande observée en période d'injection maximale des batteries

Le mix énergétique correspondant est indiqué en MW dans le tableau suivant :

Tableau 48: Répartition de la production, scénario 3- point 03 (MW)

Zone	Stockage	PV	Eolien terrestre	Biogaz	Géothermie	Demande
ACOUA	37,5	0,0	0,0	_ _	– –	1,0
BANDRABOUA	1,5	0,0	– –	0,0	– –	1,3
BANDRELE	0,0	0,0	– –	– –	– –	3,1
BOUENI	1,7	0,0	– –	– –	– –	1,8
BOUYOUNI	_ _	0,0	– –	– –	– –	0,9
CHICONI	0,5	0,0	– –	– –	– –	2,0
CHIRONGUI	1,2	0,0	– –	– –	– –	3,7
COCONI	0,0	0,0	– –	– –	– –	0,2
DEMBENI	0,5	0,0	0,0	– –	– –	2,5
DZAOUZI	5,3	0,0	– –	– –	– –	6,2
DZOUMONYE	0,5	0,0	– –	– –	– –	1,6
KAHANI	0,1	0,0	– –	– –	– –	0,9
KANIKELI	_ _	0,0	– –	– –	– –	2,6
KAWENI	1,9	0,0	– –	– –	– –	19,7
KOUNGOU	0,6	0,0	– –	– –	– –	13,1
LONGONI	00	0,0	– –	– –	– –	2,6
MAMOUDZOU	3,3	0,0	0,0	– –	– –	13,4
MTSAMBORO	0,1	0,0	– –	– –	– –	1,6
MTSAMOUDOU	0,0	0,0	– –	– –	– –	1,2
MTSANGAMOUJI	0,0	0,0	– –	– –	– –	2,1
OUANGANI	0,3	0,0	– –	– –	– –	1,1
PAMANDZI	2,6	0,0	– –	– –	40,0	6,9
PASSAMAINTI	1,4	0,0	– –	– –	– –	4,9
SADA	5,4	0,0	0,0	– –	– –	3,5
TSARARANO	0,0	0,0	– –	– –	– –	2,9
TSINGONI	1,6	0,0	– –	– –	– –	5,2

Les différentes filières de production contribuent de la manière suivante à la couverture de la demande :

- Géothermie : 37.73%
- Injection de puissance des systèmes de stockage par batteries : 62.27%

2.4.4 Points de fonctionnement du scénario n°4 :

Le tableau suivant résume les puissances installées sur le scénario 4 (MW) :

Tableau 49: Puissances installées sur le scénario 4 (MW)

Zone	Stockage	PV	Eolien terrestre	Biogaz	Géothermie
ACOUA	43,7	_ _	4,0	_ _	_ _
BANDRABOUA	2,6	2,1	_ _	1,1	_ _
BANDRELE	_ _	1,4	_ _	_ _	_ _
BOUENI	0,8	0,2	_ _	_ _	_ _
BOUYOUNI	0,2	0,8	_ _	_ _	_ _
CHICONI	6,6	6,1	_ _	_ _	_ _
CHIRONGUI	2,2	2,9	_ _	_ _	_ _
COCONI	2,9	3,7	_ _	_ _	_ _
DEMBENI	_ _	1,4	3,0	_ _	_ _
DZAOUZI	14,8	8,5	_ _	_ _	_ _
DZOUMONYE	3,4	4,4	_ _	_ _	_ _
KAHANI	0,3	0,5	_ _	_ _	_ _
KANIKELI	0,2	0,1	_ _	_ _	_ _
KAWENI	42,0	40,3	_ _	_ _	_ _
KOUNGOU	2,7	7,4	_ _	_ _	_ _
LONGONI	4,8	8,8	_ _	_ _	_ _
MAMOUDZOU	7,3	0,9	6,0	_ _	_ _
MTSAMBORO	2,5	_ _	2,5	_ _	_ _
MTSAMOUDOU	_ _	0,1	_ _	_ _	_ _
MTSANGAMOUJI	3,1	3,9	_ _	_ _	_ _
OUANGANI	0,9	1,1	_ _	_ _	_ _
PAMANDZI	10,7	5,2	_ _	_ _	40,0
PASSAMAINTI	4,3	7,6	_ _	_ _	_ _
SADA	24,2	32,9	2,0	_ _	_ _
TSARARANO	0,8	1,0	_ _	_ _	_ _
TSINGONI	10,9	12,3	_ _	_ _	_ _

2.4.4.1 Point 4-1 : Pic de demande 2050 observé en l'absence d'injection de machines tournante

Tableau 50: Répartition de la production, scénario 4- point 01 (MW)

Zone	Stockage	PV	Eolien terrestre	Géothermie	Biogaz	Demande
ACOUA	0,0	_ _	1,8	_ _	– –	1,0
BANDRABOUA	0,0	1,2	– –	– –	0 ,0	1,4
BANDRELE	_ _	0,8	– –	– –	– –	3,2
BOUENI	0,0	0,1	– –	– –	– –	1,9
BOUYOUNI	0,0	0,5	– –	– –	– –	1,0
CHICONI	0,0	3,5	– –	– –	– –	2,0
CHIRONGUI	0,0	1,7	– –	– –	– –	3,8
COCONI	0,0	2,1	– –	– –	– –	0,3
DEMBENI	_ _	0,8	1,4	– –	– –	2,6
DZAOUZI	0,0	4,9	– –	– –	– –	6,3
DZOUMONYE	0,0	2,5	– –	– –	– –	1,6
KAHANI	0,0	0,3	– –	– –	– –	1,0
KANIKELI	0,0	0,1	– –	– –	– –	2,6
KAWENI	0,0	23,4	– –	– –	– –	20,2
KOUNGOU	0,0	4,3	– –	– –	– –	13,5
LONGONI	0,0	5,1	– –	– –	– –	2,7
MAMOUDZOU	0,0	0,5	2,7	– –	– –	13,8
MTSAMBORO	0,0	_ _	1,1	– –	– –	1,6
MTSAMOUDOU	0,0	0,1	– –	– –	– –	1,2
MTSANGAMOUJI	0,0	2,2	– –	– –	– –	2,1
OUANGANI	0,0	0,7	– –	– –	– –	1,1
PAMANDZI	0,0	3,0	– –	12,0	– –	7,1
PASSAMAINTI	0,0	4,4	– –	– –	– –	5,0
SADA	0,0	19,1	0,9	– –	– –	3,6
TSARARANO	0,0	0,6	– –	– –	– –	3,0
TSINGONI	0,0	7,1	– –	– –	– –	5,3

Les différentes filières de production contribuent de la manière suivante à la couverture de la demande :

- Photovoltaïque : 81.66%
- Eolien : 7.34%
- Géothermie : 11 %

2.4.4.2 Point 4-2 : Plus faible inertie observée pendant le pic d'injection à l'échelle d'une centrale

Tableau 51: Répartition de la production, scénario 4- point 02 (MW)

Zone	Stockage	PV	Eolien terrestre	Géothermie	Biogaz	Demande
ACOUA	-2,9	0,0	0,5	_ _	_ _	0,8
BANDRABOUA	-0,8	1,7	_ _	_ _	0 ,0	1,0
BANDRELE	_ _	1,1	_ _	_ _	_ _	2,3
BOUENI	-0,2	0,2	_ _	_ _	_ _	1,4
BOUYOUNI	-0,1	0,7	_ _	_ _	_ _	0,7
CHICONI	-2,6	4,9	_ _	_ _	_ _	1,5
CHIRONGUI	-0,6	2,3	_ _	_ _	_ _	2,8
COCONI	-1,2	2,9	_ _	_ _	_ _	0,2
DEMBENI	_ _	1,2	0,3	_ _	_ _	1,9
DZAOUZI	-3,9	6,8	_ _	_ _	_ _	4,7
DZOUMONYE	-1,3	3,5	_ _	_ _	_ _	1,2
KAHANI	-0,1	0,4	_ _	_ _	_ _	0,7
KANIKELI	-0,1	0,1	_ _	_ _	_ _	1,9
KAWENI	-16,1	32,3	_ _	_ _	_ _	14,8
KOUNGOU	-0,9	5,9	_ _	_ _	_ _	9,9
LONGONI	-1,3	7,1	_ _	_ _	_ _	2,0
MAMOUDZOU	-1,4	0,8	0,7	_ _	_ _	10,1
MTSAMBORO	-0,7	0,0	0,3	_ _	_ _	1,2
MTSAMOUDOU	0,0	0,1	_ _	_ _	_ _	0,9
MTSANGAMOUJI	-1,2	3,1	_ _	_ _	_ _	1,6
OUANGANI	-0,2	0,9	_ _	_ _	_ _	0,8
PAMANDZI	-3,4	4,1	_ _	12,0	_ _	5,2
PASSAMAINTI	-1,2	6,1	_ _	_ _	_ _	3,7
SADA	-7,1	26,4	0,2	_ _	_ _	2,7
TSARARANO	-0,3	0,8	_ _	_ _	_ _	2,2
TSINGONI	-4,5	9,8	_ _	_ _	_ _	3,9

Les différentes filières de production contribuent de la manière suivante à la couverture de la demande :

- Photovoltaïque : 89.78%
- Eolien : 1.46%
- Géothermie : 8.76 %

Pour ce point de fonctionnement, le stockage d'énergie par batteries représente 37,96 % de la charge appelée.

2.4.4.3 Point 4-3 : pic de demande observée en période d'injection maximale des batteries

Tableau 52: Répartition de la production, scénario 4- point 03 (MW)

Zone	Stockage	PV	Eolien terrestre	Géothermie	Biogaz	Demande
ACOUA	32,2	0,0	0,0	– –	– –	0,9
BANDRABOUA	0,5	0,0	– –	– –	0,0	1,2
BANDRELE	0,0	0,0	– –	– –	– –	2,9
BOUENI	0,4	0,0	– –	– –	– –	1,7
BOUYOUNI	0,0	0,0	– –	– –	– –	0,9
CHICONI	0,2	0,0	– –	– –	– –	1,9
CHIRONGUI	0,7	0,0	– –	– –	– –	3,5
COCONI	0,0	0,0	– –	– –	– –	0,2
DEMBENI	0,0	0,0	0,0	– –	– –	2,3
DZAOUZI	4,9	0,0	– –	– –	– –	5,8
DZOUMONYE	0,3	0,0	– –	– –	– –	1,5
KAHANI	0,0	0,0	– –	– –	– –	0,9
KANIKELI	0,0	0,0	– –	– –	– –	2,4
KAWENI	3,0	0,0	– –	– –	– –	18,4
KOUNGOU	0,4	0,0	– –	– –	– –	12,2
LONGONI	1,5	0,0	0,0	– –	– –	2,5
MAMOUDZOU	3,6	0,0	0,0	– –	– –	12,5
MTSAMBORO	0,7	0,0	0,0	– –	– –	1,5
MTSAMOUDOU	0,0	0,0	– –	– –	– –	1,1
MTSANGAMOUJI	0,1	0,0	– –	– –	– –	1,9
OUANGANI	0,3	0,0	– –	– –	– –	1,0
PAMANDZI	2,4	0,0	– –	40,0	– –	6,4
PASSAMAINTI	1,2	0,0	– –	– –	– –	4,6
SADA	6,4	0,0	0,0	– –	– –	3,3
TSARARANO	0,0	0,0	– –	– –	– –	2,8
TSINGONI	0,2	0,0	– –	– –	– –	4,8

Les différentes filières de production contribuent de la manière suivante à la couverture de la demande :

- Géothermie : 40.40 %
- Injection de puissance des systèmes de stockage par batteries : 59.6 %

2.5 Etudes statiques

Pour chaque point de fonctionnement et pour chaque scénario, les flux de puissance sur le réseau ont été simulés. Les grandeurs calculées sont les suivantes :
Branches (lignes, transformateurs, charges, générateurs, etc.) :

- Puissance active (MW),
- Puissance réactive (Mvar),
- Courant efficace (A).

Nœuds (jeux de barres des postes, points de connexion, etc.) :

- Tension composée efficace (kV),
- Tension en per unit (p.u.),

Les renforcements de lignes identifiés par ETEM ont été ajoutés au modèle PowerFactory dès la construction du modèle. Ces lignes renforcées ne sont naturellement plus surchargées à l'issue des simulations PowerFactory grâce aux renforcements pris en compte. Les lignes dont le niveau de charge dépasse 80% du courant admissible (Imap) sont considérés à renforcer.

2.5.1 Scenario 1

Il est recommandé de renforcer le réseau au niveau de DZOUMONGNE en raison de l'intégration de la centrale biomasse de 12 MW. L'intégration de capacité de stockage et de capacité PV mène à des renforcements au niveau de Tsingoni. Le Tableau suivant indique les lignes en surcharge suite à l'analyse des résultats des simulations statiques. Les valeurs indiquées correspondent aux pourcentages de charge des lignes.

Tableau 53 : Table des renforcements, scénario 1

N°	Poste 1	Poste 2	Type	Longueur (km)	Scenario 01 – Niveau Surcharge			Renfo
					Point 1	Point 2	Point 3	
1	Raccordement de la centrale PV au niveau de poste KAOUENI VILLAGE (21.2MW) en HTB (zone KAWENI)							90 kV 4.9 km
2	Raccordement de la BESS au niveau de poste LABATTOIR (26.9MW) en HTB (zone DZAOUZI)							2x4.2km 240 mm² 90 kV
3	PS LONGONI	DZOUMOGNE CARREFOUR	Câble 20kV 0.374kA 240 mm²	9.13	154 %	155%	163%	2eme câble 240 mm²
4	DZOUMOGNE VILLAGE	DZOUMOGNE CARREFOUR	Ligne 54 mm²	0.11	217 %	219 %	305%	20 kV DT 148 mm²
5	DZOUMOGNE VILLAGE	DZOUMOGNE CARREFOUR	Câble 240 mm²	0.22	114 %	114 %	159 %	2eme câble 240 mm²
6	CENTRALE EDM	PS LONGONI	Câble 20kV 0.374kA 240 mm²	0.025	114 %	118 %	-	2eme câble 240 mm²
7	TSINGONI	TSINGONI ECOLE	Ligne 54 mm²	0.63	132 %	143 %	-	Renfo Ligne

8	TSINGONI ECOLE	SOULOU	Ligne 54 mm²	1,83	129 %	141 %	-	Renfo Ligne

Une estimation du coût des renforcements est donnée dans la table suivante :

Tableau 54 : Chiffrage des renforcements, scenario 1

Réseau	Section	Longueur (km)	Prix unitaire (k€/km)	Prix (M€)
90kV	5km pour le raccordement des centrales ENR en HTB		185 (k€/km)	0.9
20kV	240 mm² (souterrain)	17.53 km	56(k€/km)	1.0
	54 mm² (aérien)	2.46km	35,60 (k€/km)	0.08
	150 mm² (aérien)	0.22km	42,15 (k€/km)	0.009
Total				2.0 (M€)

2.5.2 Scenario 2

Il est recommandé de renforcer le réseau au niveau de DZOUMONGNE en raison de l'intégration de la centrale biomasse de 12 MW. Les besoins en renforcement identifiés sont indiqués dans le tableau suivant :

N°	Poste 1	Poste 2	Type	Longueur (km)	Scenario 01– Niveau Surcharge			Renfo
					Point 1	Point 2	Point 3	
1	Raccordement de la centrale PV au niveau de poste KAOUENI VILLAGE (21.2MW) en HTB (zone KAWENI)							90 kV 2 x 4.5km
2	Raccordement de la BESS au niveau de poste LABATTOIR (15.9MW) en HTA (zone DZAOUZI)							20 kV 2 x 4.2km 240 mm²
4	Raccordement de la centrale PV et BESS au niveau de poste SADA GNAMBOTITI (33.1MW) et (27.5MW) respectivement en HTB (zone SADA)							90 kV 2 x 4.14km
5	Raccordement de la centrale géothermie et Houlomoteur au niveau de poste USINE DE DESSALEMENT (zone PAMANDZI) (12MW) et (20MW) respectivement en HTA							20 kV 4 x 7 km 240 mm²
6	PS LONGONI	DZOUMOGNE	Cable 20kV 0.374kA 240 mm²	9.13	-	90%	-	2 câbles 240 mm²
7	DZOUMOGNE VILLAGE	DZOUMOGNE CARREFOUR	Ligne 54 mm²	0.11	-	156%	156%	Ligne DT 148 mm²
8	DZOUMOGNE VILLAGE	DZOUMOGNE CARREFOUR	Câble 240 mm²	0.22	-	90%	90%	
9	TSINGONI	TSINGONI ECOLE	Ligne 54 mm²	0.63	137%	88%	-	Renfo ligne HTA
10	TSINGONI ECOLE	SOULOU	Ligne 54 mm²	1.83	133%	83%	-	Renfo ligne HTA
11	HAMJAGO	MTSAHARA	Ligne 54 mm²	1.54	131%	-	-	Renfo ligne HTA
12	MTSAHARA	MTSANGAMBOUA	Ligne 54 mm²	3.70	129 %	-	-	Renfo ligne HTA
13	MTSANGAMBOUA	BANDRABOUA1	Ligne 54 mm²	2.35	128 %	-	-	Renfo ligne HTA
14	USINE DE DESALEMENT	POSTE CRA	Câble 240 mm²	0.24	83,7%	-	-	

Tableau 55 : Table des renforcements, scénario 2

Une estimation du coût des renforcements est donnée dans la table suivante :

Tableau 56 : Chiffrage des renforcements, scenario 2

Réseau	Section	Longueur (km)	Prix unitaire (k€/km)	Prix (M€)
90kV	17.28 km pour le raccordement des centrales ENR en HTB		185 (k€/km)	3.2
20kV	240 mm² (souterrain)	45.99km	56(k€/km)	2.6

	54 mm^2 (aérien)	10.06km	35,60 (k€/km)	0.36
	150 mm^2 (aérien)	0.22km	42,15 (k€/km)	0.009
Total				6.13 (M€)

2.5.3 Scenario 3

En raison de la forte production d'électricité devant être acheminée depuis Petite Terre, des besoins en renforcement sont identifiés au niveau des lignes de distribution 20 kV entre Badamier et Kaweni, pour un total de 13,5 km.
Le renforcement le plus crucial concerne la liaison sous-marine entre Badamier et Kaweni, composée de deux câbles de 95 mm² chacun, avec une longueur totale de 8,87 km.

La liaison sous-marine entre la liaison Mamoudzou et le poste Quai Ballou, constituée de deux câbles de 50 mm² chacun, avec une longueur totale de 4,88 km, nécessite également un renforcement d'après les simulations.

L'intégration de projets PV et de stockage à Tsigoni mène à des besoins en renforcement sur la liaison SOULOU- Poste POMPAGE MHOGONI- BOUYOUNI -PS LONGONI.

Les besoins en renforcement identifiés sont indiqués dans le tableau suivant :

Tableau 57 : Table des renforcements, scénario 3

N°	Poste 1	Poste 2	Type	Longueur (km)	Scenario 01– Niveau Surcharge			Renfo
					Point 1	Point 2	Point 3	
1	Raccordement de la BESS au niveau de poste ACOUA KAVANI (45.7MW) en HTB (Poste source ACOUA)							26 km 90 kV
2	Raccordement de la centrale PV et BESS au niveau de poste KAOUENI VILLAGE (41.3MW) et (38.2MW) respectivement en HTB (Zone KAWENI)							2*4.2km 90 kV
4	Raccordement de la BESS au niveau de poste LABATTOIR (16.2MW) en HTA (Zone DZAOUZI)							2x 4.2km 240 mm²
5	Raccordement de la centrale PV et BESS au niveau de poste SADA GNAMBOTITI (17.7MW) et (17.6MW) en HTB (Zone SADA)							4.14km 90 kV
6	Raccordement de la centrale géothermie au niveau de poste USINE DE DESSALEMENT (Zone PAMANDZI) (40 MW) en HTA							4x7 km 240 mm²
7	TSINGONI	TSINGONI ECOLE	Ligne 54 mm² 20kV 0.195kA	0.67	118%	-	-	Renfo Ligne
8	TSINGONI ECOLE	SOULOU	Ligne 54 mm² 20kV 0.195kA	1.83	109%	119%	-	Renfo Ligne
9	PS KAWENI BB1	PS BADAMIER BB1	Câble sous-marin 95 mm² 20kV 0,224 kA	4.43	-	140 %	160 %	Renfo câble
10	PS KAWENI BB2	PS BADAMIER BB2	Câble 95 mm² sous-marin 20kV 0,224 kA	4.43	-	132 %	160 %	Renfo câble
11	PS KAWENI BB2	PS BADAMIER BB2	Câble 240 mm² 20kV 0.374kA	1.32	-	82 %	96%	Renfo câble
12	PS KAWENI BB1	PS BADAMIER BB1	Câble 240 mm² 20kV 0.374kA	1.33	-	82 %	96%	Renfo câble
13	PS KAWENI BB1	PS BADAMIER BB1	Câble 240 mm² 20kV 0.374kA	1.08	-	84%	97%	Renfo câble
13	PS KAWENI BB2	PS BADAMIER BB2	Câble 240 mm² 20kV 0.374kA	1.08	-	82%	97%	Renfo câble
14	QUAI BALLOU	LIAISON MAMOUDZOU	Câble 50 mm² sous-marin	4.88 (2x2.44 km)	-	-	84%	Renfo câble
15	SOULOU	SOULOU-POMPAGE MAHOUJANI	Câble 240 mm² 20 kV 0.374 kA	5.15	-	84 %	-	Renfo câble
16	SOULOU-POMPAGE MAHOUJANI	POMPAGE MHOGONI	Câble 240 mm² 20 kV 0.374 kA	0.87	-	82 %	-	Renfo câble
17	POMPAGE MHOGONI	CENTRALE PVCR	Câble 240 mm² 20kV 0.374kA	0.24	-	81 %	-	Renfo câble
18	CENTRALE PVCR	MERESSE	Câble 240 mm² 20 kV 0.374 kA	2.40	-	81%	-	Renfo câble
19	BOUYOUNI	PS LONGONI	Câble 240 mm² 20 kV 0.374 kA	5.12	-	83.%	-	Renfo câble
20	PS BADAMIER	QUAI BALLOU	Câble 240 mm² 20kV 0.374kA	3.04	-	-	94%	Renfo câble
21	PS KAWENI	LIAISON MAMOUDZOU	Câble 240 mm² 20kV 0.374kA	5.54	-	-	99 %	Renfo câble

Une estimation du coût des renforcements est donnée dans la table suivante :

Tableau 58 : Chiffrage des renforcements, scenario 3

Réseau	Section	Longueur (km)	Prix unitaire (k€/km)	Prix (M€)
90kV	38.54 km pour le raccordement des centrales ENR en HTB		185 (k€/km)	7.1
20kV	240 mm^2 (souterrain)	63.58km	56(k€/km)	3.6
	54 mm^2 (aérien)	2.509m	35,60 (k€/km)	0.09
	150 mm^2 (aérien)	0 km	42,15 (k€/km)	0
	95 mm^2 (sous-marin)	8.867km	1500 (k€/km)	13.3
	50 mm^2 (sous-marin	4.88km	1200 (k€/km)	5.8
Total				29.93 (M€)

Sensibilité avec le passage en 90 kV au poste source de BADAMIER, scenario 3.

D'après les simulations effectuées, il pourrait être envisagé de passer à un câble sous-marin 90 kV entre les postes sources de Badamier et Kaweni pour soulager les liaisons sous-marines 20 kV existantes. (liaisons KAWENI-BADAMIER en 95 mm² et QUAI BALLOU – MAMOUDZOU en 50 mm²). Dans ce cas, le poste 90 kV existant à KAWENI devrait être étendu, et un futur poste 90 kV devrait être créé à Petite Terre.

Le tableau suivant résume les renforcements à réaliser dans l'hypothèse de la création de Poste source 90 kV à PETITE TERRE :

Tableau 59 : Table des renforcements après mutation de la liaison KAWENI-BADAMIER en 90 kV (sensibilité du scénario 3)

N°	Poste 1	Poste 2	Type	Longueur (km)	Scenario 01– Statut Besoin Renforcement			Renfo
					Point 1	Point 2	Point 3	
1	Raccordement de la BESS au niveau de poste ACOUA KAVANI (45.7MW) en HTB (Poste source ACOUA)							26 km 90 kV
2	Raccordement de la centrale PV et BESS au niveau de poste KAOUENI VILLAGE (41.3MW) et (38.2MW) respectivement en HTB (Zone KAWENI)							2*4.2km 90 kV
3	Raccordement de la BESS au niveau de poste LABATTOIR (16.2MW) en HTA (Zone DZAOUZI)							2x 4.2km 240 mm²
4	Raccordement de la centrale PV et BESS au niveau de poste SADA GNAMBOTITI (17.7MW) et (17.6MW) en HTB (Zone SADA)							4.14km 90 kV
5	Raccordement de la centrale géothermie au niveau de poste USINE DE DESSALEMENT (Zone PAMANDZI) (40 MW) en HTA							4x7 km 240 mm²
6	Raccordement en le PS KAWENI et le nouveau poste PS PETITE TERRE (câble) avec : • Cable 90 kV (ASTER 366) de longueur total 4.81km • Deux liaisons sous-marine 90kV de longueur totale 8.866km							
7	TSINGONI	TSINGONI ECOLE	Ligne 54 mm² 20kV 0.195kA	0.67	OUI	OUI	NON	Renfo Ligne
8	TSINGONI ECOLE	SOULOU	Ligne 54 mm² 20kV 0.195kA	1.83	OUI	OUI	NON	Renfo Ligne
9	SOULOU	SOULOU-POMPAGE MHOGONI-MAHOUJANI	Câble 240 mm² 20kV 0.374kA	5.1	NON	OUI	NON	Renfo câble
10	SOULOU-POMPAGE MAHOUJANI	POMPAGE MHOGONI	Câble 240 mm² 20 kV 0.374 kA	0.87	NON	OUI	NON	Renfo câble
11	POMPAGE MHOGONI	CENTRALE PVCR	Câble 240 mm² 20 kV 0.374 kA	0.24	NON	OUI	NON	Renfo câble
12	CENTRALE PVCR	MERESSE	Câble 240 mm² 20 kV 0.374 kA	2.40	NON	OUI	NON	Renfo câble
13	BOUYOUNI	PS LONGONI	Câble 240 mm² 20 kV 0.374 kA	5.13	NON	OUI	NON	Renfo câble

Une estimation du coût des renforcements des postes électriques associée à cette sensibilité 90 kV est donnée dans la table suivante :

Tableau 60 : Chiffrage des renforcements des postes électriques, scenario 3, sensibilité 90 kV du scénario 3

Composantes Postes	
Résumé des couts des postes	Total M€
Extension de PS KAWENI	1.6 M€
Création de PS PETITE TERRE	11.3 M€
TOTAL POSTE	12.9 M€

Une estimation du coût des renforcements des lignes électriques associée à cette sensibilité 90 kV est donnée dans la table suivante :

Tableau 61 : Chiffrage des renforcements des lignes électriques, scenario 3, sensibilité 90 kV

Renforcement / Raccordement en HTB				
Réseau	Section	Longueur (km)	Prix unitaire (k€/km)	Prix (M€)
90kV	61.55 km		185 (k€/km)	11.4
	Liaison sous-marine 90kV / 8.866km		2200(k€/km)	19.5
20kV	54 mm^2 (aérien)	2.508km	35,60 (k€/km)	0.09
	240 mm^2	13.787km	56(k€/km)	0.8
TOTAL LIGNES				31.75 (M€)

Le cout total des renforcements dans le cadre de cette sensibilité 90 kV est estimée à 44.6 M€

2.5.4 Scenario 4

En raison de la forte production d'électricité devant être acheminée depuis Petite Terre, des lignes de distribution 20 kV entre Badamier et Kaweni devront être renforcée (En total 13.5km). Toutefois, le renforcement le plus crucial concerne la liaison sous-marine entre Badamier et Kaweni, composée de deux câbles de 95 mm² chacun, avec une longueur totale de 8,9 km.
Les besoins en renforcement identifiés sont indiqués dans le tableau suivant :

N°	Poste 1	Poste 2	Type	Longueur (km)	Scenario 01– Niveau de charge			Renfo
					Point 1	Point 2	Point 3	
1	Raccordement de la BESS au niveau de poste ACOUA KAVANI (43.7MW) en HTB (Poste source ACOUA)							26 km 90 kV
2	Raccordement de la centrale PV et BESS au niveau de poste KAOUENI VILLAGE (40.3MW) et (42MW) en HTB (zone KAWENI)							2 x 4.2km 90 kV
3	Raccordement de la BESS au niveau de poste LABATTOIR (14.8MW) en HTA (zone DZAOUZI)							2 x 4.2km
4	Raccordement de la centrale géothermie au niveau de poste USINE DE DESSALEMENT (40 MW) en HTA (zone PAMANDZI)							4 x 7 km
5	Raccordement de la centrale PV et BESS au niveau de poste SADA GNAMBOTITI (32.9MW) et (24.2MW) respectivement en HTB (zone SADA)							2 x 4.14km
6	TSINGONI	TSINGONI ECOLE	Ligne 54 mm² 20kV 0.195kA	0.67	142 %	89 %	-	Renfo Ligne
7	TSINGONI ECOLE	SOULOU	Ligne 54 mm² 20kV 0.195kA	1.83	137 %	137 %	-	Renfo Ligne
8	PS KAWENI BB1	PS BADAMIER BB1	Câble sous-marin 95 mm² 20kV 0,224 kA	4.43	-	-	165 %	Renfo Câble 95-SM-CU-SO
9	PS KAWENI BB2	PS BADAMIER BB2	Câble 95 mm² sous-marin 20kV 0,224 kA	4.43	-	-	189 %	Renfo Câble 95-SM-CU-SO
10	PS KAWENI BB2	PS BADAMIER BB2	Câble 240 mm² 20kV 0.374kA	1.32	-	-	99 %	Renfo Câble
11	PS KAWENI BB1	PS BADAMIER BB1	Câble 240 mm² 20kV 0.374kA	1.33	-	-	99 %	Renfo Câble
12	PS KAWENI BB1	PS BADAMIER BB1	Câble 240 mm² 20kV 0.374kA	1.08	-	-	99 %	Renfo Câble
13	PS KAWENI BB2	PS BADAMIER BB2	Câble 240 mm² 20kV 0.374kA	1.08	-	-	99 %	Renfo Câble
15	QUAI BALLOU	LIAISON MAMOUDZOU	Câble sous-marin 50 mm²	4.88 (2x2.44 km)	-	-	82 %	Renfo Câble
16	PS BADAMIER	QUAI BALLOU	Câble 240 mm²	3.04	-	-	95 %	Renfo Câble

Tableau 62 : Table des renforcements, scénario 4

Tableau 63 : Chiffrage des renforcements, scenario 4

Réseau	Section	Longueur (km)	Prix unitaire (k€/km)	Prix (M€)
90kV	42.68 km pour le raccordement des centrales ENR en HTB		185 (k€/km)	7.9
20kV	240 mm² (souterrain)	49.8km	56 (k€/km)	2.8
	54 mm² (aérien)	2.509km	35,60 (k€/km)	0.09
	95 mm² (sous-marin)	8.867km	1500 (k€/km)	13.3
	50 mm² (sous-marin)	4.88km	1200 (k€/km)	5.9
Total				29.9 (M€)

Sensibilité avec le passage en 90 kV au poste source de BADAMIER, scenario 4.

D'après les simulations effectuées, il pourrait être envisagé de passer à un câble sous-marin 90 kV entre les postes sources de Badamier et Kaweni pour soulager les liaisons sous-marines 20 kV existantes. (liaisons KAWENI-BADAMIER en 95 mm² et QUAI BALLOU – MAMOUDZOU en 50 mm²)
Dans ce cas, le poste 90 kV existant à KAWENI devrait être étendu, et un futur poste 90 kV devrait être créé à Petite Terre.
Le tableau suivant résume les renforcements à réaliser dans l'hypothèse de la création de Poste source 90 kV à PETITE TERRE :

N°	Poste 1	Poste 2	Type	Longueur (km)	Scenario 01– Statut Besoin Renforcement			Renfo
					Point 1	Point 2	Point 3	
1	Raccordement de la BESS au niveau de poste ACOUA KAVANI (43.7MW) en HTB (Poste source ACOUA)							26 km 90 kV
2	Raccordement de la centrale PV et BESS au niveau de poste KAOUENI VILLAGE (40.3MW) et (42MW) en HTB (zone KAWENI)							2 x 4.2km 90 kV
3	Raccordement de la BESS au niveau de poste LABATTOIR (14.8MW) en HTA (zone DZAOUZI)							2 x 4.2km
4	Raccordement de la centrale géothermie au niveau de poste USINE DE DESSALEMENT (40 MW) en HTA (zone PAMANDZI)							4 x 7 km
5	Raccordement de la centrale PV et BESS au niveau de poste SADA GNAMBOTITI (32.9MW) et (24.2MW) respectivement en HTB (zone SADA)							2 x 4.14km
	Raccordement en le PS KAWENI et le nouveau poste PS PETITE TERRE (câble) avec : • Cable 90Kv (A - ASTER 366) de longueur total 4.81km • Deux liaison sous-marine 90kV de longueur total de 8.866km							
6	TSINGONI	TSINGONI ECOLE	Ligne 54 mm² 20kV 0.195kA	0.67	OUI	OUI	NON	Renfo Ligne
7	TSINGONI ECOLE	SOULOU	Ligne 54 mm² 20kV 0.195kA	1.83	OUI	OUI	NON	Renfo Ligne

Tableau 64 : Chiffrage des renforcements des lignes électriques, scenario 4, sensibilité 90 kV

Une estimation du coût des renforcements des postes électriques associée à cette sensibilité 90 kV est donnée dans la table suivante :

Tableau 65 : Chiffrage des renforcements des postes électriques, scenario 4, sensibilité 90 kV

Composantes Postes	
Résumé des couts des postes	Total M€
Extension de PS KAWENI	1.62 M€
Création de PS PETITE TERRE	11.29 M€
TOTAL POSTE	12.9 M€

Une estimation du coût des renforcements des lignes électriques associée à cette sensibilité 90 kV est donnée dans la table suivante :

Tableau 66 : Chiffrage des renforcements des postes électriques, scenario 4, sensibilité 90 kV

Renforcement / Raccordement en HTB				
Réseau	Section	Longueur (km)	Prix unitaire (k€/km)	Prix (M€)

90kV	65.69 km		185 (k€/km)	12.1
	Liaison sous-marine 90kV / 8.866km		2200(k€/km)	19.5
20kV	54 mm^2 (aérien)	2.508m	35,60 (k€/km)	0.09
Total				31.7(M€)

Le cout total des renforcements dans le cadre de cette sensibilité 90 kV est estimée à 44.6 M€

2.5.5 Conclusion sur le renforcement

Des renforcements ont été proposés pour accompagner le déploiement de la production décentralisée, notamment dans les scénarios 3 et 4 avec un mix de production électrique 100% renouvelable.
En raison de l'important potentiel géothermique de la Petite Terre, d'importants renforcements ont été proposés pour évacuer cette production vers le poste de transformation (PS) de Kaweni en HTA 20kV, en particulier les deux liaisons sous-marines entre la Petite Terre et le PS Kaweni, ainsi que les deux liaisons sous-marines entre la Petite Terre et le poste de liaison de Mamoudzou.
Le renforcement de ces quatre liaisons engendre huit liaisons sous-marines, ce qui entraîne un coût très élevé non seulement en termes de renforcement, mais aussi de maintenance.

Une deuxième stratégie a donc été proposée : la création d'un poste source HTB 90 kV dans la Petite Terre et d'une liaison HTB entre le nouveau PS et le PS Kaweni. Malgré le coût très élevé de cette stratégie, elle permet de sécuriser le réseau et d'éviter d'effectuer les renforcements sur les câbles sous-marins 20 kV entre la Petite Terre et le PS Kaweni.

2.5.6 Pertes réseau

Les valeurs de pertes sont indiquées dans le tableau suivant. Les pertes incluent à la fois celles sur le réseau 90 kV et celles sur le réseau 20 kV de Mayotte.
La table suivante indique les niveaux de perte avant les renforcements électriques :

Tableau 67: Pertes réseau avant renforcement en MW

	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4
Point 1 (MW)	4.1	3.6	3 (2.68%)	3(2.71%)
Point 2 (MW)	3.2	2.3	4.3 (5.85%)	2.1(2.58%)
Point 3 (MW)	4.2	2	5.2 (4.73%)	5.8(5.59%)

La table suivante indique les niveaux de perte après les renforcements électriques :

Tableau 68: Pertes réseau après renforcement en MW

	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4
Point 1 (MW)	3.2 (3.63%)	3.1 (3.04%)	2.9 (2.68%)	2.8 (2.71%)
Point 2 (MW)	2.6 (3.6%)	1.9 (2.57%)	3.2 (4.4%)	2 (2.46%)
Point 3 (MW)	3.5 (3.9%)	1.9 (2.57%)	4.4 (4.03%)	4.5(4.4%)

Après analyse des points d'opération des différents scénarios, le point 2 présente le moins de pertes globales, correspondant au point "Plus faible inertie observée pendant le pic d'injection à l'échelle d'une centrale".

Cette observation suggère que pendant ce pic d'injection, la demande est relativement faible, ce qui permet aux batteries de stocker de l'énergie pour une utilisation ultérieure. De plus, la répartition du stockage sur le réseau 20 kV à Mayotte contribue à réduire les pertes liées au transport.
Les pertes de réseau diminuent lorsque la production décentralisée est élevée. Cette tendance souligne l'importance croissante de la production d'énergie décentralisée, qui permet une gestion plus efficace du réseau et une réduction des pertes énergétiques.

2.5.7 Plan de tension

Les études statiques sous PowerFactory ont permis de déterminer à chaque point de fonctionnement l'état du plan de tension du réseau.
Dans les systèmes électriques modernes, la gestion de la tension est cruciale pour assurer la stabilité et la fiabilité du réseau. Traditionnellement, cette gestion était effectuée par les alternateurs des centrales électriques, qui ajustaient la tension en injectant ou absorbant de la puissance réactive. Cependant, avec la montée en puissance de la production décentralisée, notamment à partir de sources renouvelables telles que l'énergie solaire photovoltaïque (PV) et éolienne, de nouveaux défis se présentent.
Dans les scénarios où la production décentralisée est élevée, les centrales classiques peuvent être déconnectées du réseau pendant certaines périodes.
Afin de maintenir la stabilité de la tension dans de telles situations, une approche innovante est nécessaire. Dans ce contexte, les parcs de batteries, ainsi que les parcs éoliens et solaires au sol, jouent un rôle crucial. Ces installations sont souvent centralisées et connectées au réseau à un niveau de tension de 20 kV et 90kV. Ils sont capables de fournir ou d'absorber de la puissance réactive instantanément, ce qui permet de réguler la tension à tout moment de la journée.
Les simulations statiques réalisées pour évaluer différents scénarios ont démontré que la tension du réseau électrique reste toujours supérieure à 95 % de la valeur nominale. Cela indique que le système est bien dimensionné et que les capacités en puissance réactive des installations existantes ou proposées sont adéquates pour maintenir la stabilité de la tension.
Dans ces conditions, il n'a pas été nécessaire d'envisager l'ajout de compensation réactive locale, telles que des condensateurs, pour réguler la tension. Les installations existantes, ainsi que les ressources en puissance réactive des nouvelles installations envisagées, sont suffisantes pour répondre aux besoins du réseau.

2.6 Etudes dynamiques

Les études de stabilité dynamique ont été menées pour évaluer les différents scénarios dans des conditions variées. Deux cas de figure ont été examinés en particulier : la perte de la centrale électrique la plus importante en termes de production, et la perte de la ligne électrique la plus chargée. Ces études visaient à comprendre comment les différentes grandeurs du réseau évoluent en réponse à ces événements critiques.

L'une des grandeurs les plus importantes à surveiller est la fréquence du réseau électrique, qui doit se situer dans la plage de 48 à 52 Hz. La fréquence est une grandeur scalaire qui régit l'ensemble du réseau. En cas de déséquilibre entre la production et la consommation, une perturbation de la fréquence peut survenir, ce qui peut entraîner des instabilités dans le réseau.

Une autre grandeur cruciale est la tension, qui est une grandeur vectorielle pouvant varier d'un point à un autre du réseau. Cependant, elle doit rester dans une plage étroite pour assurer un fonctionnement optimal du système. En conditions normales, la tension doit se maintenir à +/- 8 % d'écart à la valeur nominale, tandis qu'en cas de perturbation, cette tolérance peut s'étendre à +/- 10 %.

Pour cette simulation dynamique, seules les batteries raccordées en HTB ont été configurées pour intervenir dans la régulation du réseau pour les différents scénarios étudiés, en raison de leur capacité de réserve. Si celles-ci se révèlent insuffisantes, l'ensemble des batteries connectées au réseau seront également paramétrées pour intervenir dans la régulation.

Ces études de stabilité dynamique fournissent des informations précieuses sur la capacité du réseau à maintenir ses performances dans des situations critiques. Elles permettent d'identifier les zones de vulnérabilité et d'élaborer des stratégies d'atténuation pour assurer la fiabilité et la sécurité du réseau électrique

Pour chaque cas d'étude, les résultats sont présentés ci-après par grandes catégories de filières de production. En particulier, pour chaque cas d'étude, l'évolution des principales grandeurs électriques est présentée (Fréquence électrique f, tension U du réseau, Puissance active P, Puissance réactive Q des générateurs et des systèmes de stockage)

2.6.1 Scénario 1

2.6.1.1 Point 1-1 : Pic de demande 2050 observé en l'absence d'injection de machines tournante

2.6.1.1.1 Cas d'étude n°1 : Stabilité transitoire du système sur perte de production soudaine

Les courbes d'évolution de la fréquence et des tensions du réseau sont présentées ci-dessous (Perte de la centrale PV au poste KAOUINI VILLAGE à 16.6 MW).

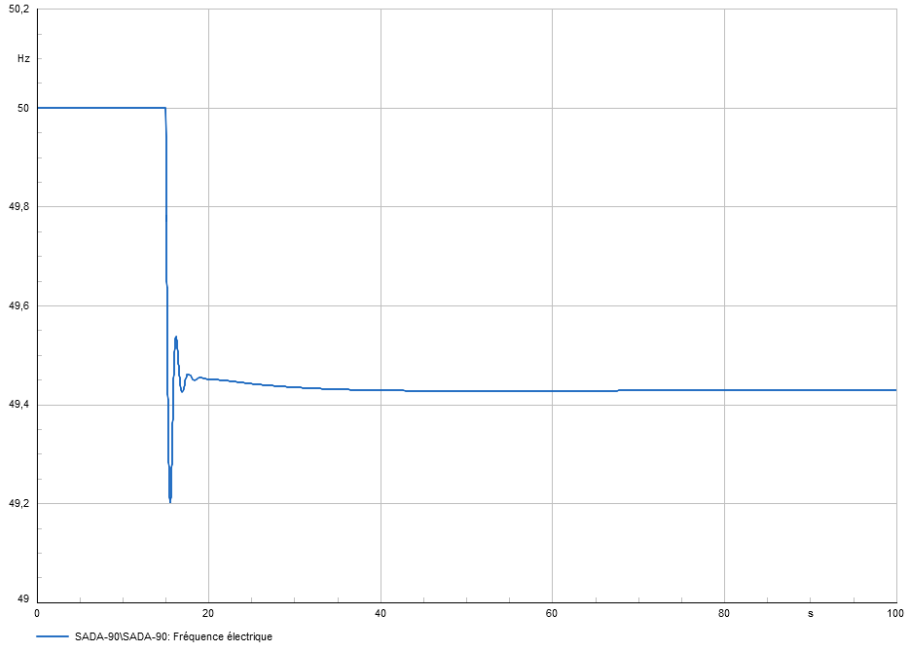


Figure 114: Fréquence_scénario1_point 01_perte de production soudaine

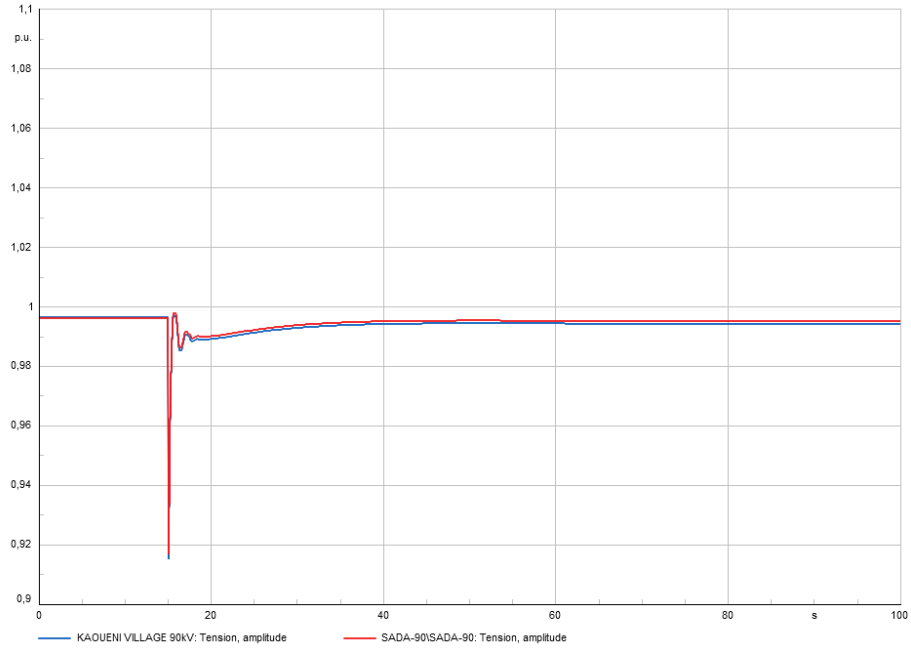


Figure 115 : Tension _scénario1_point 01_perte de production soudaine

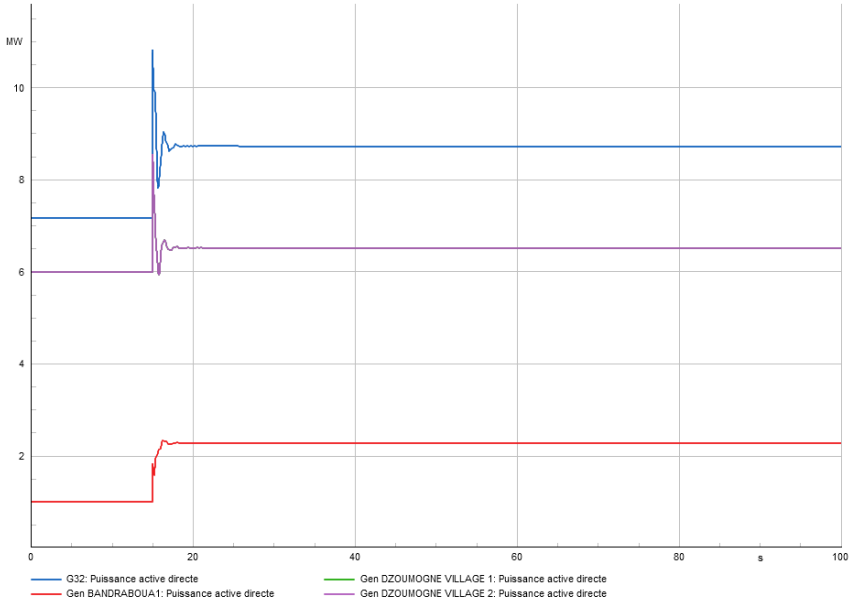


Figure 116 : Puissance active_Generateurs_scénario1_point 01_perte de production soudaine

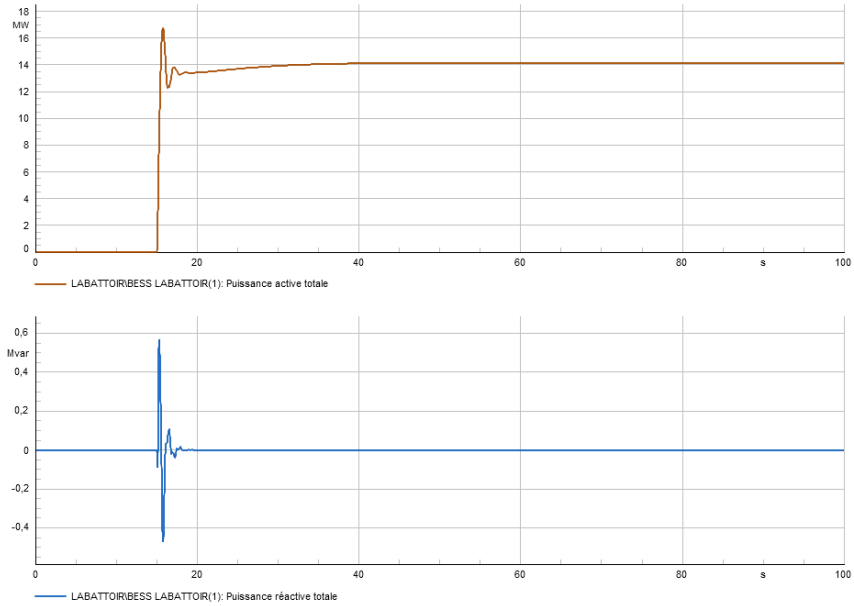


Figure 117: Puissance active et reactive_BESS_scénario1_point 01_perte de production soudaine

Les résultats des simulations indiquent que les grandeurs observées reviennent rapidement à la stabilité en moins de 3 secondes après le déclenchement de la perte de production. Ce retour à la stabilité est essentiel pour maintenir la fiabilité et la sécurité du réseau électrique.

La réserve de puissance nécessaire pour compenser la perte est principalement fournie par la batterie LABATTOIR raccordée en HTA (zone DZAOUZI) car il s'agit de la BESS avec la réserve primaire la plus importante sur le réseau. Grâce à sa capacité installée, la batterie assure une réponse rapide et efficace, contribuant ainsi à maintenir la stabilisation de la fréquence du réseau. Cette réactivité est cruciale pour minimiser les perturbations et assurer une transition vers un état stable du système.

En ce qui concerne la tension, les graphiques montrent qu'elle reste dans la plage de fonctionnement normal du réseau grâce à la régulation de réactif apporté par les groupes tournants et aux onduleurs des installations de stockage et de production renouvelable. Cette stabilité en tension est essentielle pour garantir le bon fonctionnement des équipements connectés au réseau et éviter les fluctuations indésirables de la qualité de l'énergie fournie.

2.6.1.1.2 Cas d'étude n°2 : Perte de ligne chargée

La ligne la plus chargée sur le réseau se situe au niveau du PS KAWENI (PS KAWENI- CARRIERE MASSAKINI-PLATEAU SPORTIF)

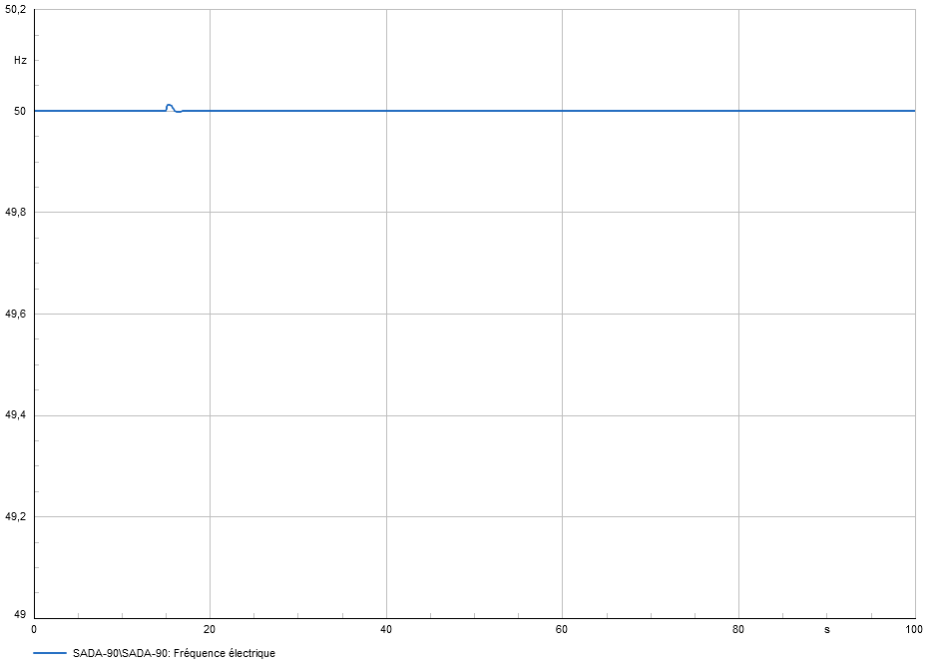


Figure 118: Fréquence_scénario1_point 01_perte de ligne chargée

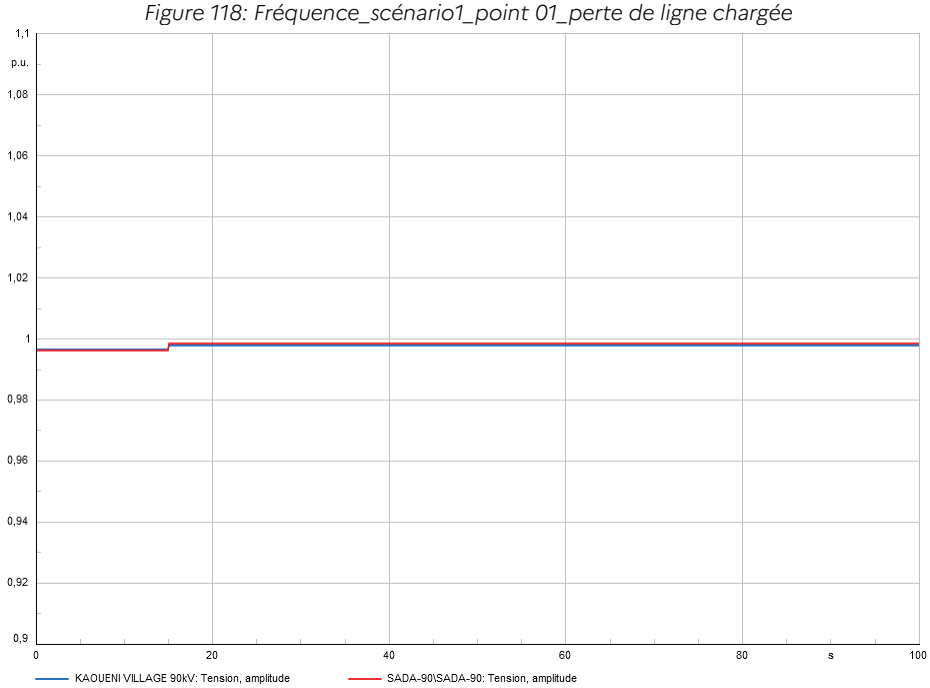


Figure 119: Tension _scénario1_point 01_ perte de ligne chargée

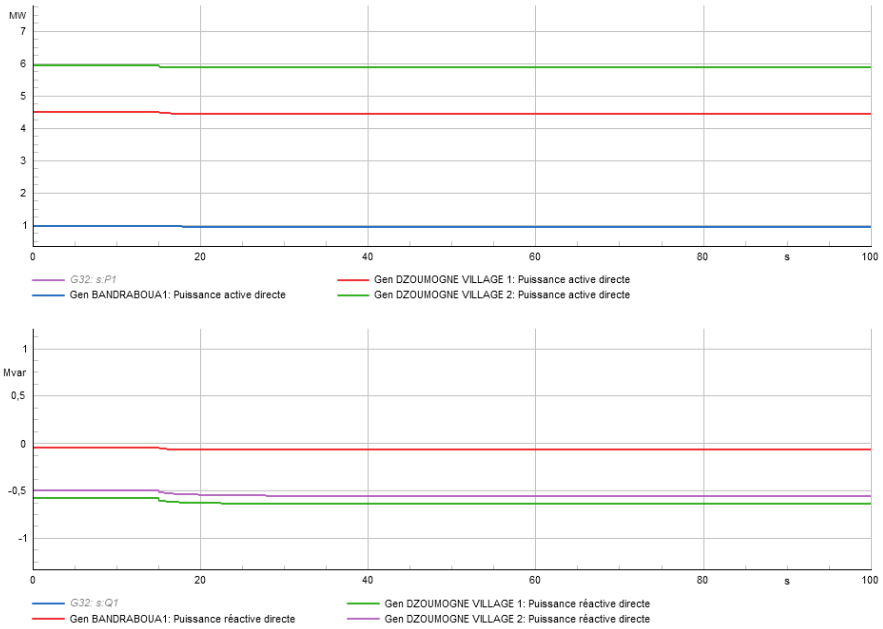


Figure 120: Puissance active et réactive_Generateurs_scénario1_point 01_ perte de ligne chargée

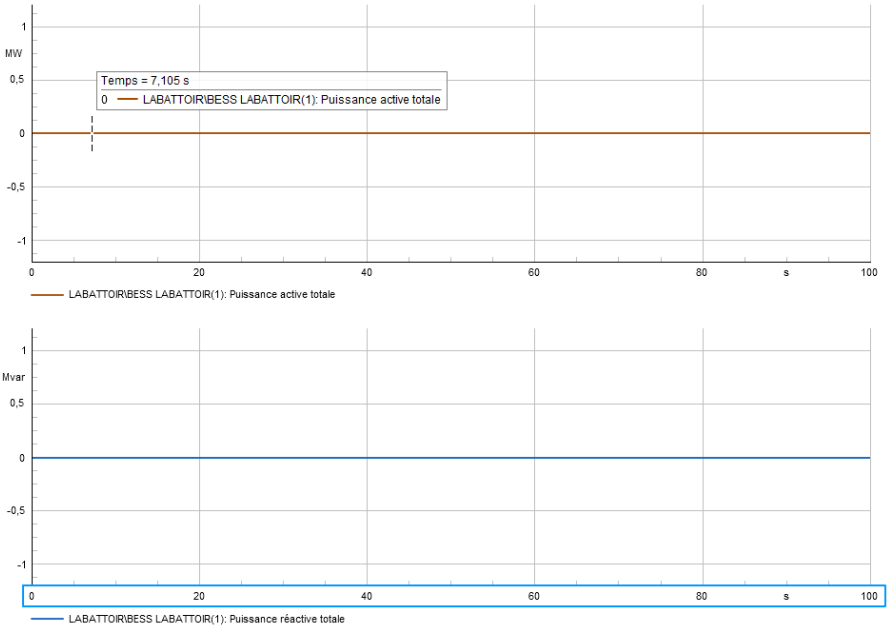


Figure 121: Générateur puissance active et réactive_BESS_scénario1_point 01_ perte de ligne chargée

En cas de défaillance de la ligne la plus chargée du réseau, les simulations montrent que les différentes grandeurs stabilisent en moins de 2 secondes, validant la robustesse du système face à des événements perturbateurs.

Le réseau de Mayotte ayant une structure arborescente, la perte d'une ligne entraine une perte de charge sur le réseau. A la suite de cette défaillance, la réduction de la puissance de production des groupes permet de compenser la perturbation, contribuant ainsi au retour rapide à la stabilité.

Les graphiques montrent que la tension reste dans la plage de fonctionnement normal du système grâce à la régulation de réactif apporté par les groupes tournants et aux onduleurs des installations de stockage et de production renouvelable.

2.6.1.2 Point 1-2 : Productions agrégées par poste source au point critique 2050 : Plus faible inertie observée pendant le pic d'injection à l'échelle d'une centrale

2.6.1.2.1 Cas d'étude n°1 : Stabilité transitoire du système sur perte de production soudaine

Les courbes d'évolution de la fréquence et des tensions du réseau sont présentées ci-dessous (Perte de la centrale PV au poste KAOUINI VILLAGE à 11 MW).

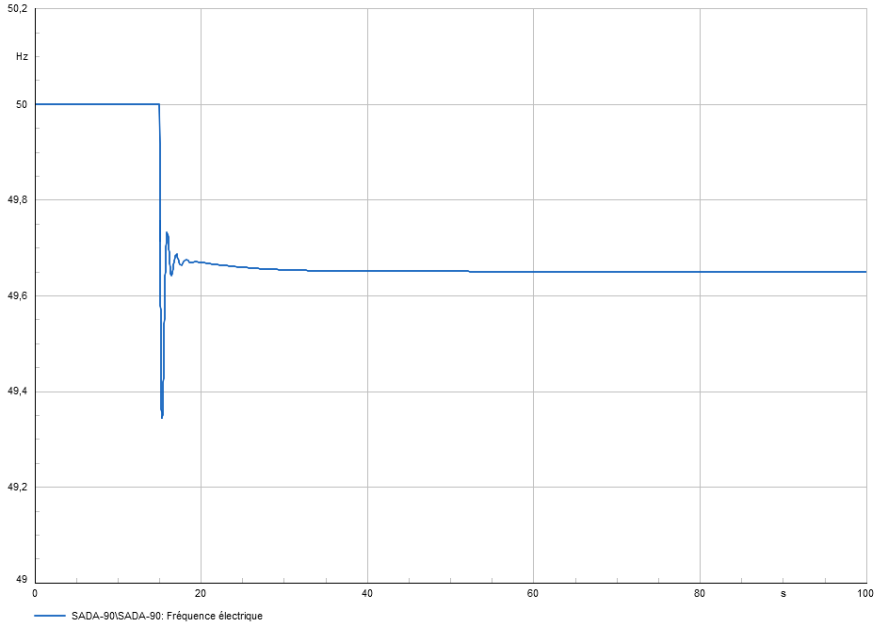


Figure 122: Fréquence_scénario1_point 02_perte de production soudaine

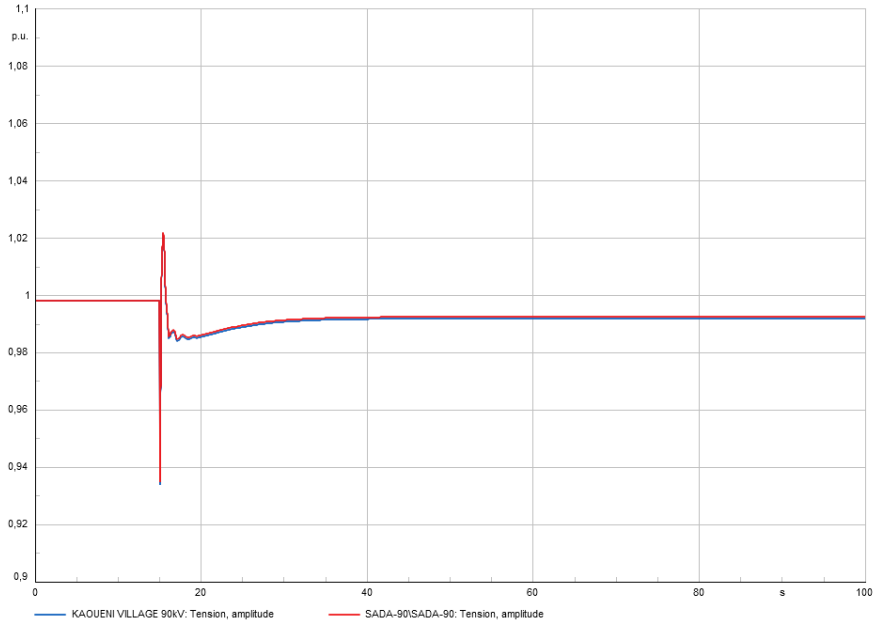


Figure 123: Tension _scénario1_point 02_perte de production soudaine

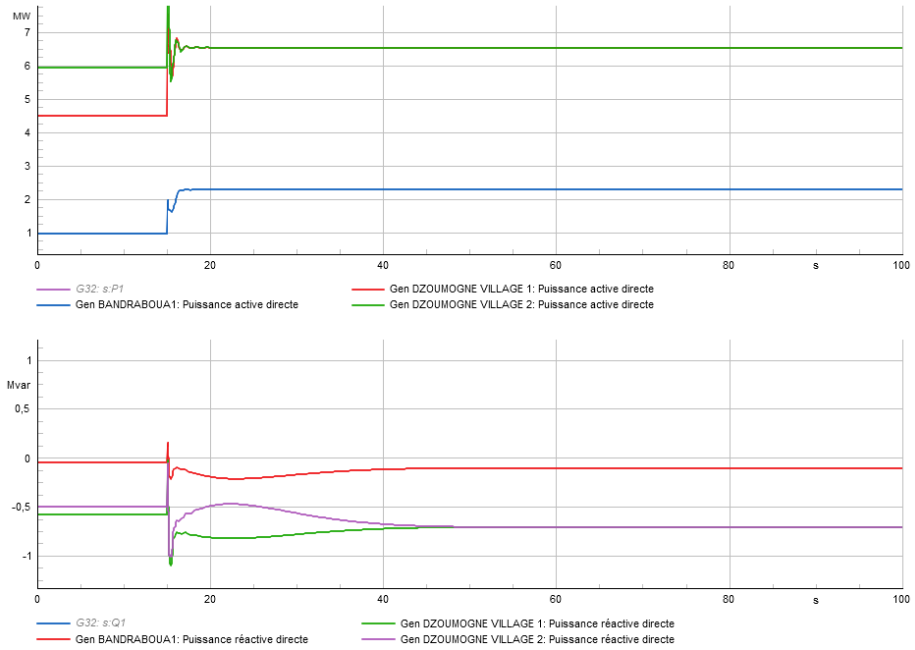


Figure 124: Puissance Active et reactive_Generateurs_scénario1_point 02_perte de production soudaine

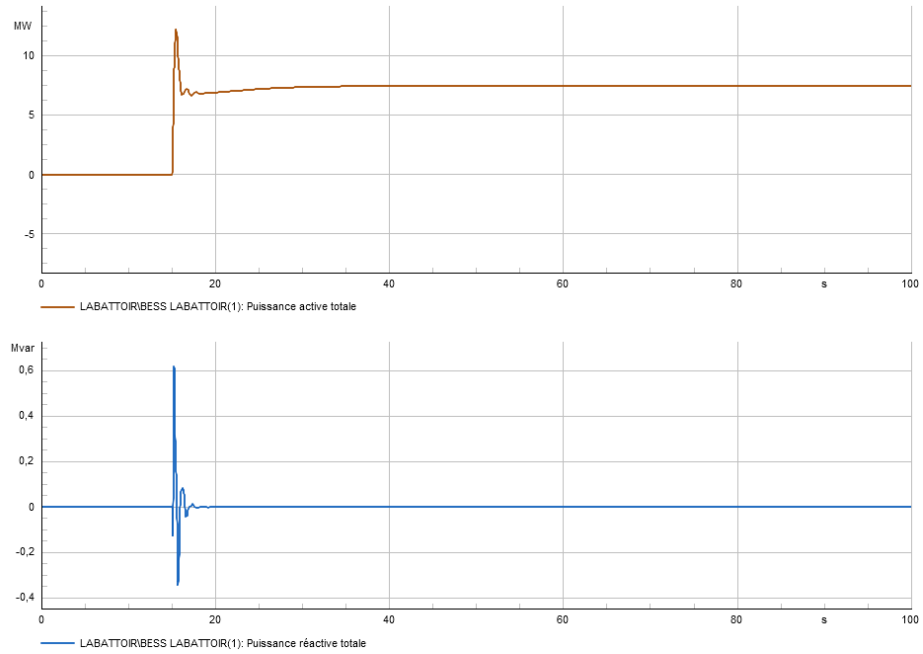


Figure 125: Puissance active et reactive_BESS_scénario1_point 02_perte de production soudaine

Les résultats des simulations indiquent que les grandeurs observées reviennent rapidement à la stabilité, en moins de 3 secondes après le déclenchement de la perte de production.

La réserve de puissance nécessaire pour compenser la perte de production est principalement fournie par la batterie BESS LABATTOIR raccordée en HTB, qui possède la plus grande capacité de puissance dans le réseau. Grâce à sa capacité installée importante, elle assure une réponse rapide et efficace, contribuant ainsi à maintenir la stabilisation de la fréquence du réseau. Cette réactivité est cruciale pour minimiser les perturbations et assurer une transition vers un état stable du système.

Les graphiques montrent que la tension reste dans la plage admissible grâce à la régulation de réactif apporté par les groupes tournants et aux onduleurs des installations de stockage et de production

renouvelable. Cette stabilité en tension est essentielle pour garantir le bon fonctionnement des équipements connectés au réseau et éviter les fluctuations indésirables de la qualité de l'énergie fournie.

2.6.1.2.2 Cas d'étude n°2 : perte de ligne chargée

La ligne la plus chargée sur le réseau se situe au niveau du PS KAWENI (PS KAWENI- CARRIERE MASSAKINI-PLATEAU SPORTIF)

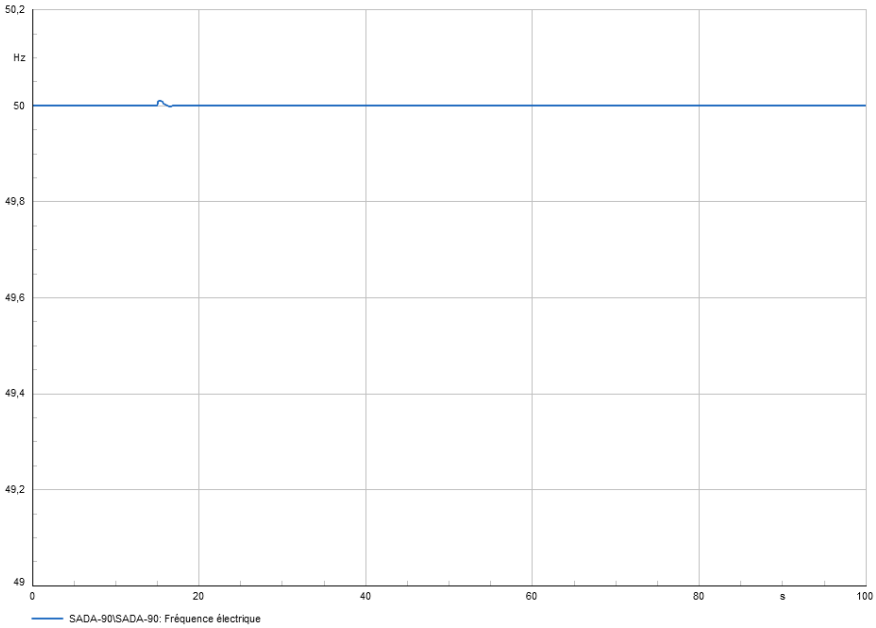


Figure 126: Fréquence_scénario1_point 02_ perte de ligne chargée

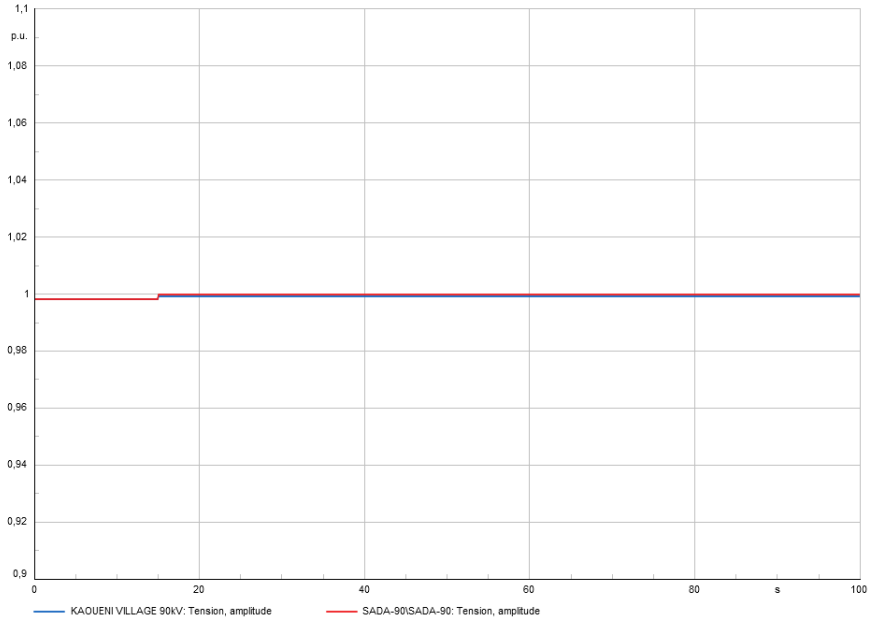


Figure 127: Tension _scénario1_point 02_ perte de ligne chargée

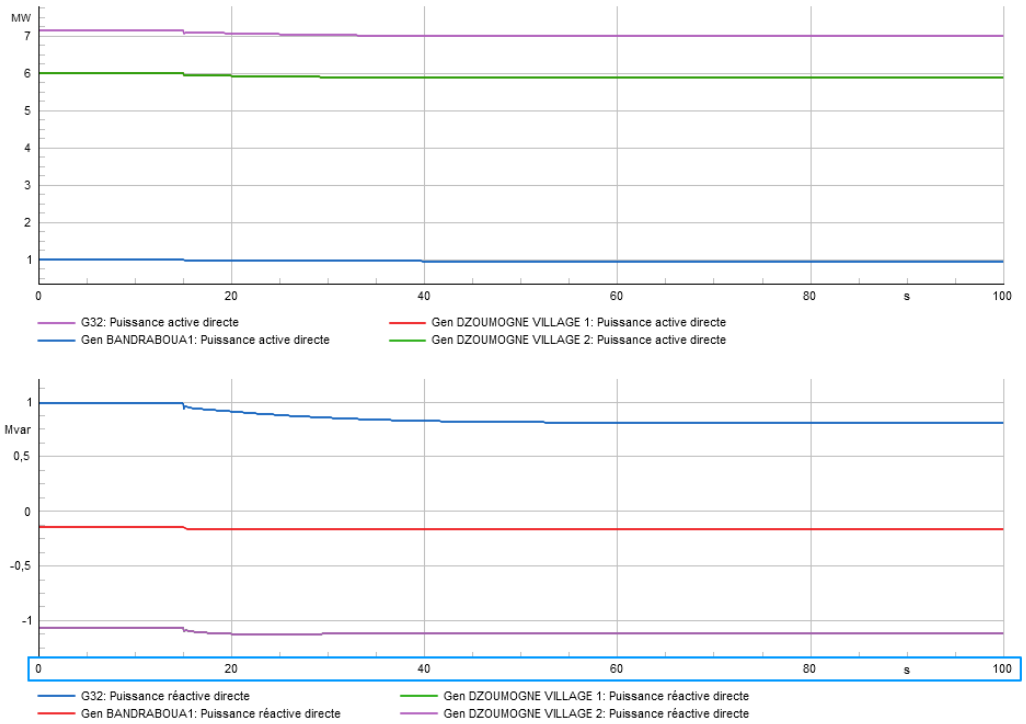


Figure 128 : Puissance active et reactive_Generateurs_scénario1_point 02_perte d'une ligne chargée

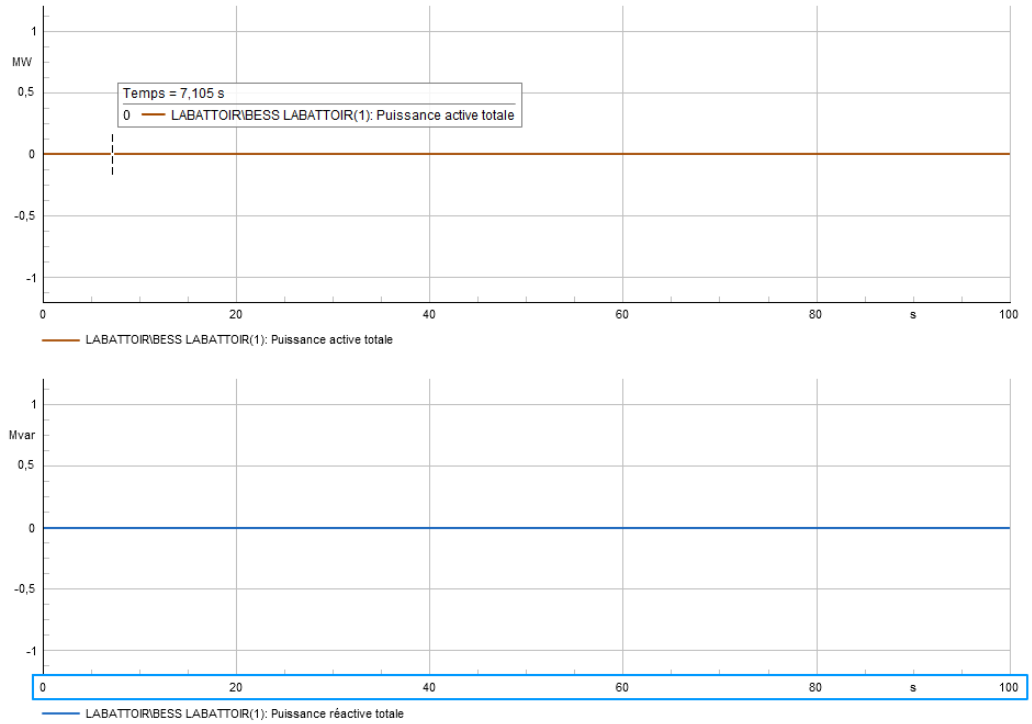


Figure 129 : Puissance active et reactive_BESS_scénario1_point 02_perte d'une ligne chargée

2.6.1.3 Point 1-3 : pic de demande observée en période d'injection maximale des batteries

2.6.1.3.1 Cas d'étude n°1 : Stabilité transitoire du système sur perte de production soudaine

Dans ce scénario, la capacité de la batterie pour la réserve primaire est faible, la centrale la plus critique est la centrale Diesel (CENTRALE EDM) avec une capacité de 39 MW.
Une défaillance de cette centrale entraînerait un black-out du réseau car les générateurs des autres centrales en service ne peuvent pas compenser le réglage dû à leur capacité limitée.
L'exploitation en jeux de barre séparés permettrait d'éviter la perte de la totalité de la centrale en cas d'incident au niveau du poste d'évacuation. Par la suite, le cas de la perte de trois unités G60, G70 et G80, représentant une puissance totale de 21,4 MW, est analysé.

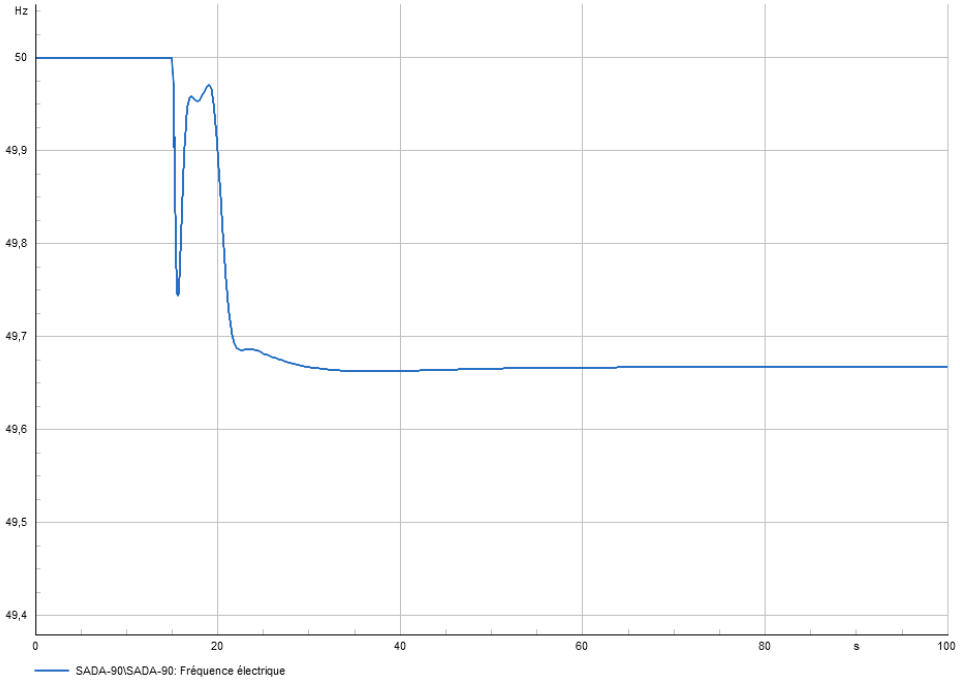


Figure 130: Fréquence_scénario1_point 03_perte de production soudaine

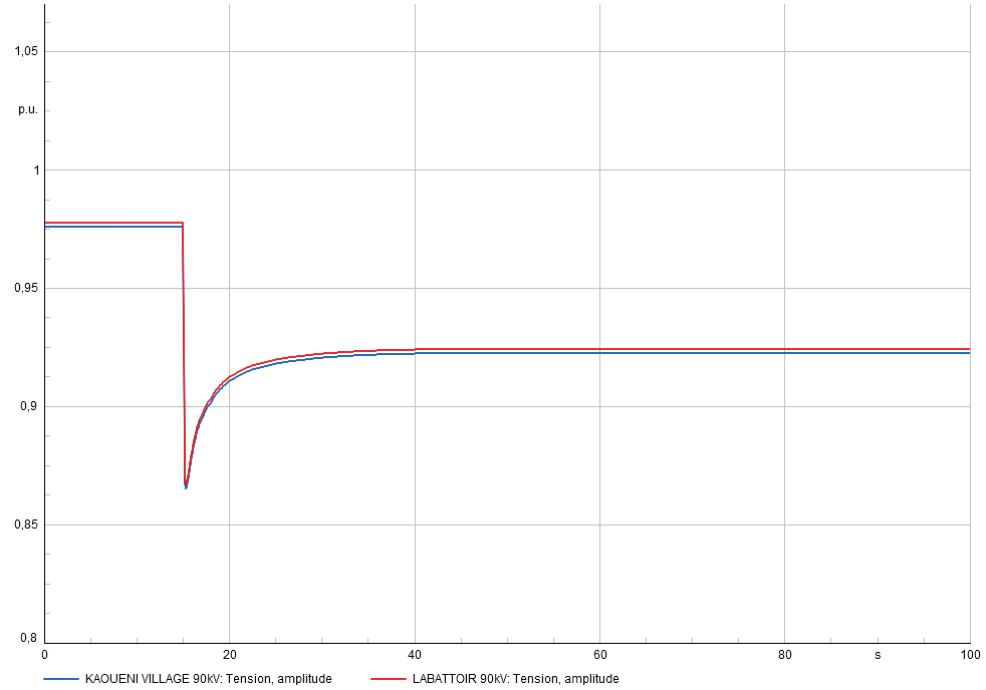


Figure 131: Tension_scénario1_point 03_perte de production soudaine

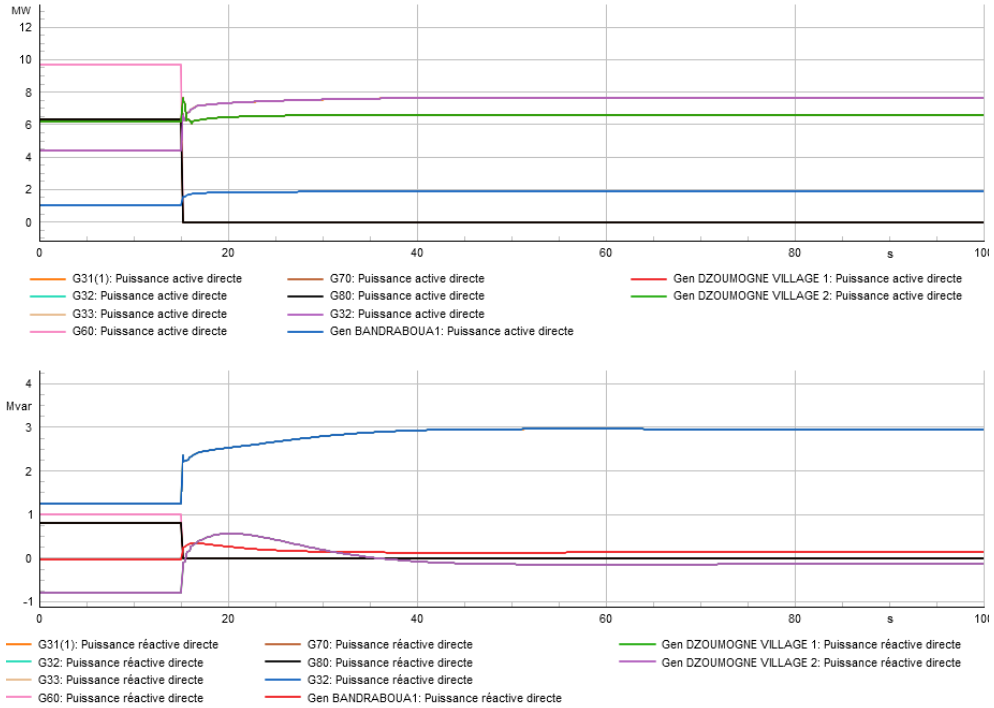


Figure 132: Générateur Puissance Active et reactive_scénario1_point 03_perte de production soudaine

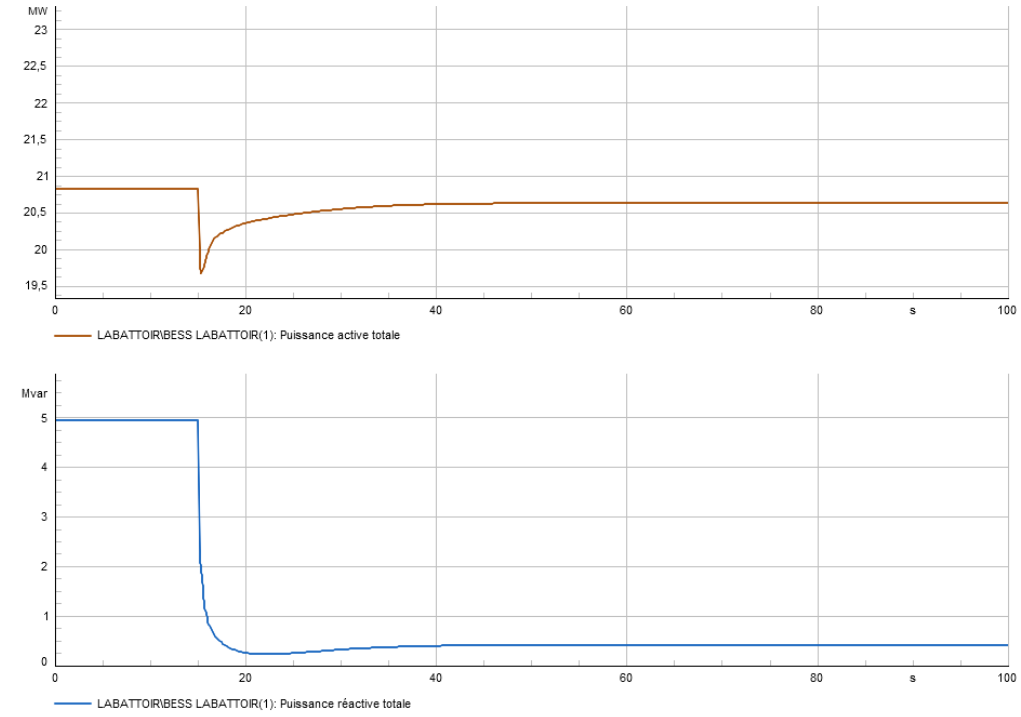


Figure 133 : BESS Puissance Active et reactive_scénario1_point 03_perte de production soudaine

Les résultats des simulations démontrent que les paramètres observés retrouvent rapidement leur stabilité en moins de 5 secondes après la perte de production. Ce retour à l'équilibre est important pour garantir la fiabilité et la sécurité du réseau électrique.

Dans ce cas, la puissance disponible des batteries pour la réserve primaire n'est pas suffisante pour compenser cette perte, mais les générateurs en service ont réagi de manière prompte et efficace, contribuant ainsi à maintenir la stabilité de la fréquence du réseau. Cette réactivité est cruciale pour minimiser les perturbations et assurer une transition fluide vers un état stable du système.
Les graphiques illustrent que la tension demeure dans la plage normale de fonctionnement du réseau. Cette stabilité de la tension est essentielle pour garantir le bon fonctionnement des équipements connectés au réseau et prévenir toute fluctuation indésirable de la qualité de l'énergie fournie.

2.6.1.3.2 Cas d'étude n°2 : perte d'une ligne chargée

La ligne la plus chargée est la ligne PS KAWENI – PS BADAMIER R6 (CSM2-1)

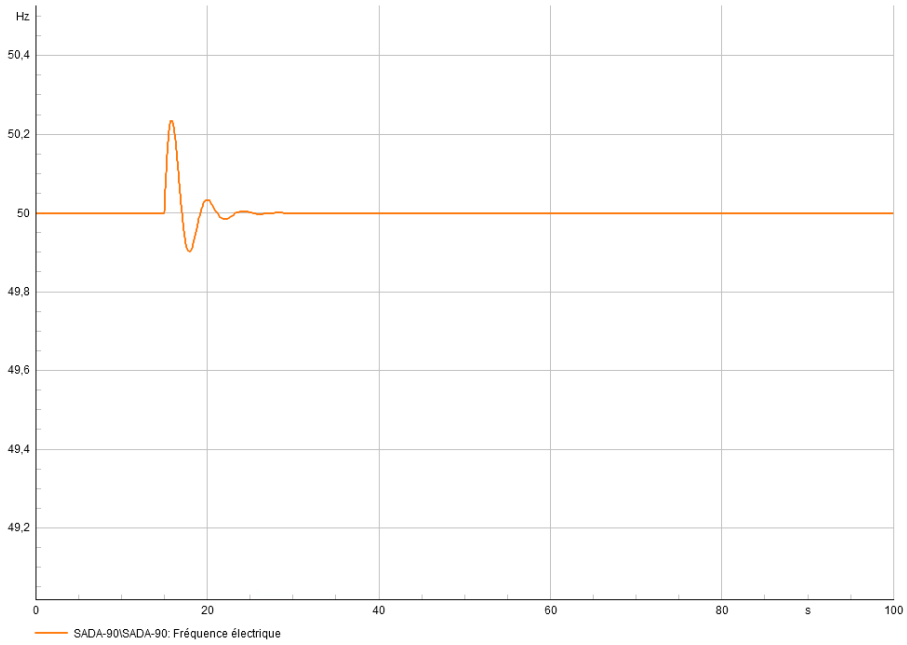


Figure 134: Fréquence_scénario1_point 03_ perte d'une ligne chargée

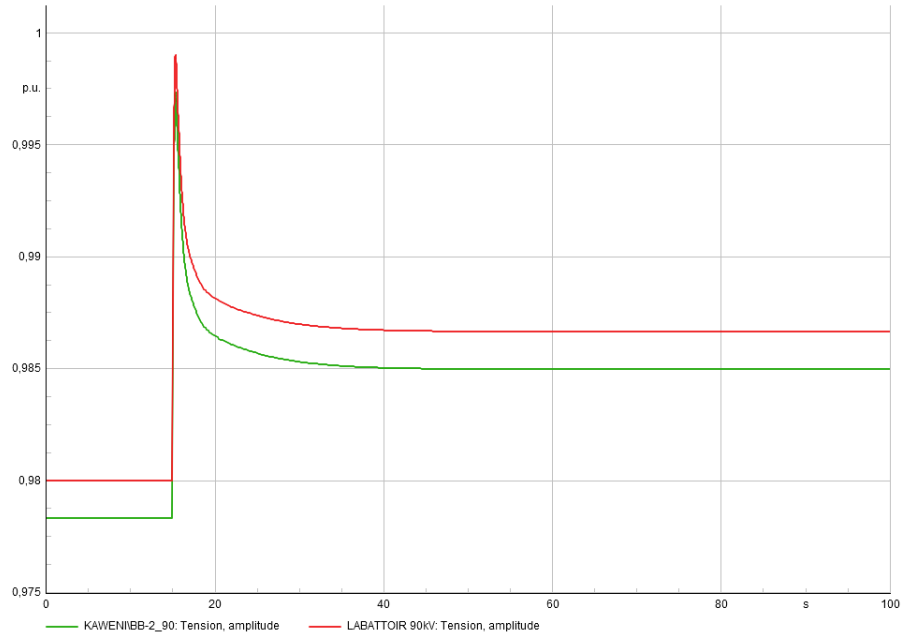


Figure 135: Tension _scénario1_point 03_ perte d'une ligne chargée

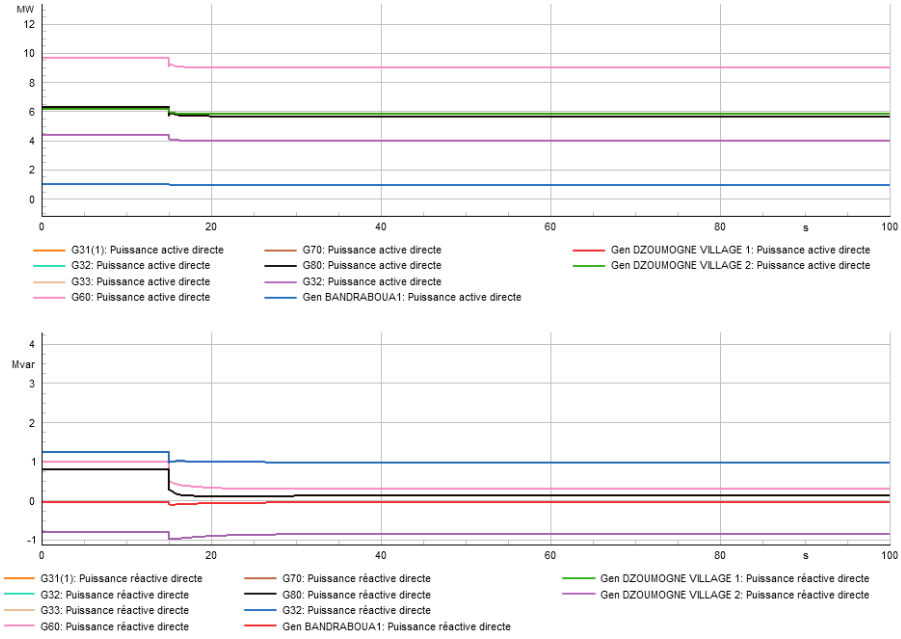


Figure 136: Générateur Puissance Active et réactive_scénario1_point 03_ perte d'une ligne chargée

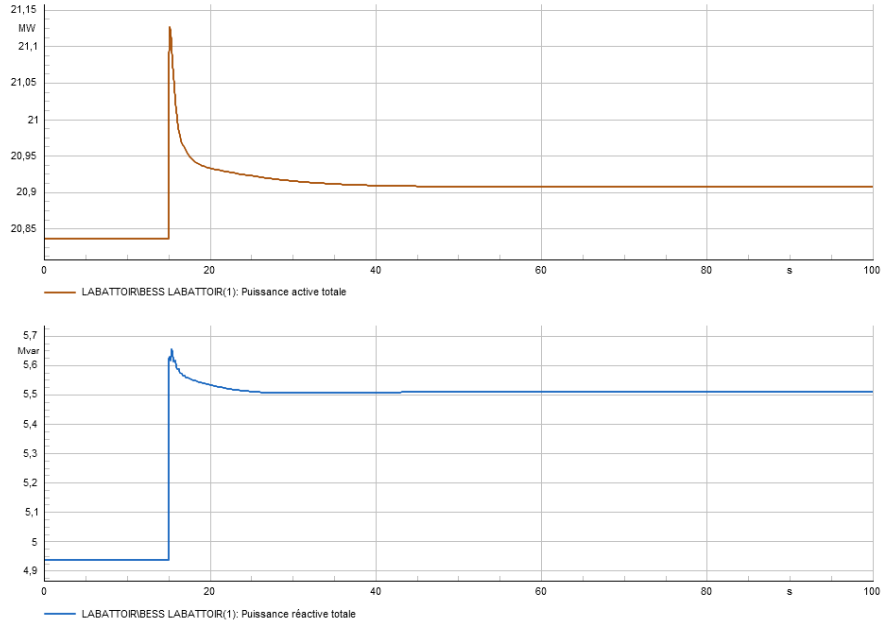


Figure 137 : BESS Puissance Active et reactive_scénario1_point 03_ perte d'une ligne chargée

Dans le cas d'une défaillance de la ligne la plus chargée du réseau, les simulations démontrent que les différentes grandeurs se stabilisent en moins de 5 secondes. Cette rapidité de rétablissement témoigne de la robustesse du système face à des événements perturbateurs.

Le réseau de Mayotte ayant une structure arborescente, la perte d'une ligne entraine une perte de charge sur le réseau. A la suite de cette défaillance, la réduction de la puissance de production des groupes permet de compenser la perturbation, contribuant ainsi au retour rapide à la stabilité.

Cette capacité d'ajustement démontre l'importance d'une gestion dynamique des réserves pour maintenir la fiabilité du réseau électrique.

Concernant la tension, les graphiques montrent qu'elle reste dans la plage de fonctionnement normal du système.

Après l'étude du scénario 1 et différents cas de figure du réseau, il a été constaté que le réseau demeure stable dans l'ensemble des situations testées, en notant l'hypothèse que la centrale diesel EDM de 39 MW est opérée avec deux systèmes d'évacuation séparés pour éviter le mode de défaillance critique correspondant à la perte de la totalité de la centrale.

2.6.2 Scénario 2 :

2.6.2.1 Point 2-1 : Pic de demande 2050 observé en l'absence d'injection de machines tournante

2.6.2.1.1 Cas d'étude n°1 : Stabilité transitoire du système sur perte de production soudaine

Les courbes d'évolution de la fréquence et des tensions du réseau sont présentées ci-dessous : (Perte de la centrale PV KAWENI, 32MW)

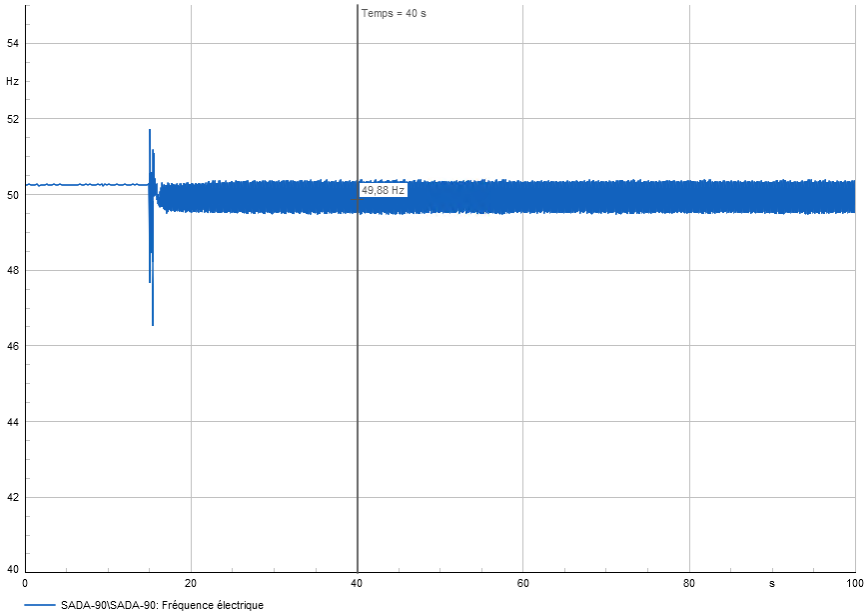


Figure 138: Fréquence _scénario2_point 01_perte de production soudaine

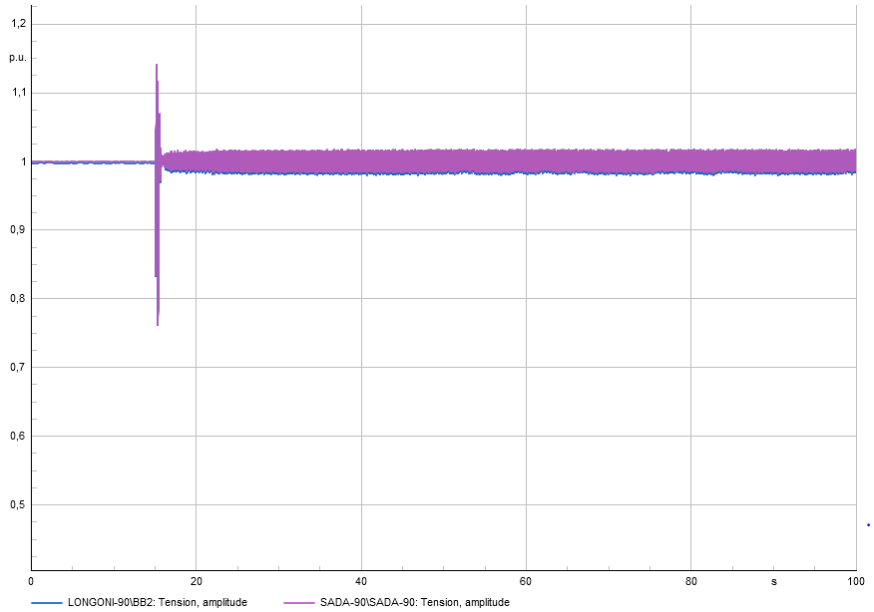


Figure 139: Tension _scénario2_point 01_perte de production soudaine

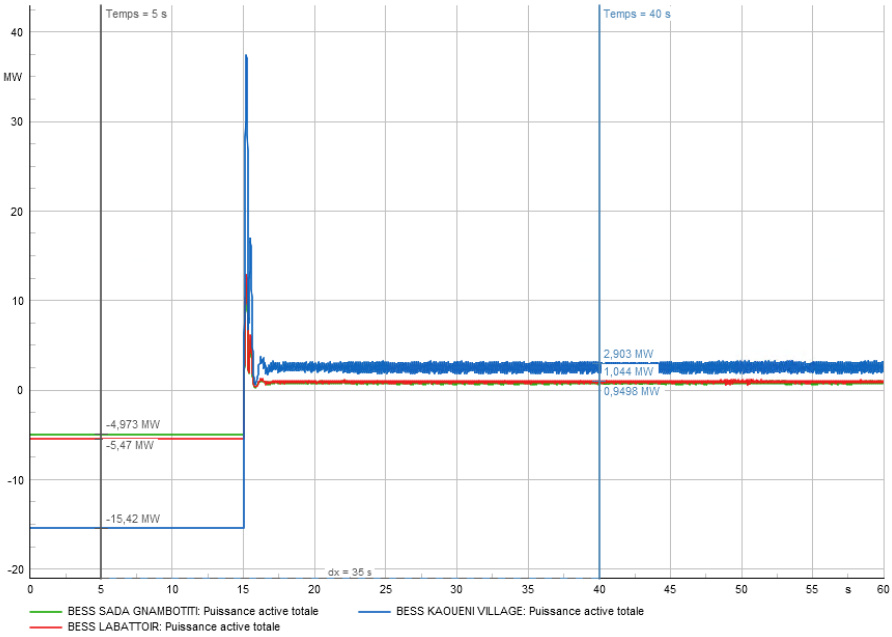


Figure 140: Puissance Active_BESS_scénario2_point 01_perte de production soudaine

La perte de la centrale photovoltaïque de KAOUENI VILLAGE, d'une capacité de 32 MW, a fortement sollicité les batteries, qui ont alors fourni de la puissance alors qu'à l'état initial, celles-ci étaient en cours de stockage d'énergie.

Malgré le retour des paramètres électriques tels que la fréquence et la tension dans les plages normales, des fluctuations importantes persistent, perturbant la stabilité du réseau. Cette situation est principalement due à la faible inertie du réseau, avec seulement une centrale thermique en service (centrale Biomasse de DZOUMOGNE VILLAGE).

Pour ce point d'étude et afin de maintenir la stabilité de réseau en cas de défaut, deux solutions sont envisageables. La première consiste à installer des dispositifs de régulation du réseau, tels que des convertisseurs Grid-forming, au niveau des batteries. La deuxième possibilité est d'utiliser des compensateurs synchrones.

Pour résoudre ce problème, il est proposé de mettre en service un alternateur à vide au niveau de la Centrale EDM G1 (10MVA) avec une inertie de 406 kgm².

Un alternateur à vide ou compensateur synchrone est un dispositif qui fournit de l'inertie au système, contribuant à limiter les variations de fréquence et de tension suite à un évènement.
Cet alternateur à vide est mis en service également pour de la simulation des points 2 et 3.

Les courbes d'évolution de la fréquence et des tensions du réseau, après l'intégration de l'alternateur à vide, sont présentées ci-dessous pour illustrer son impact positif sur la stabilité du système électrique.

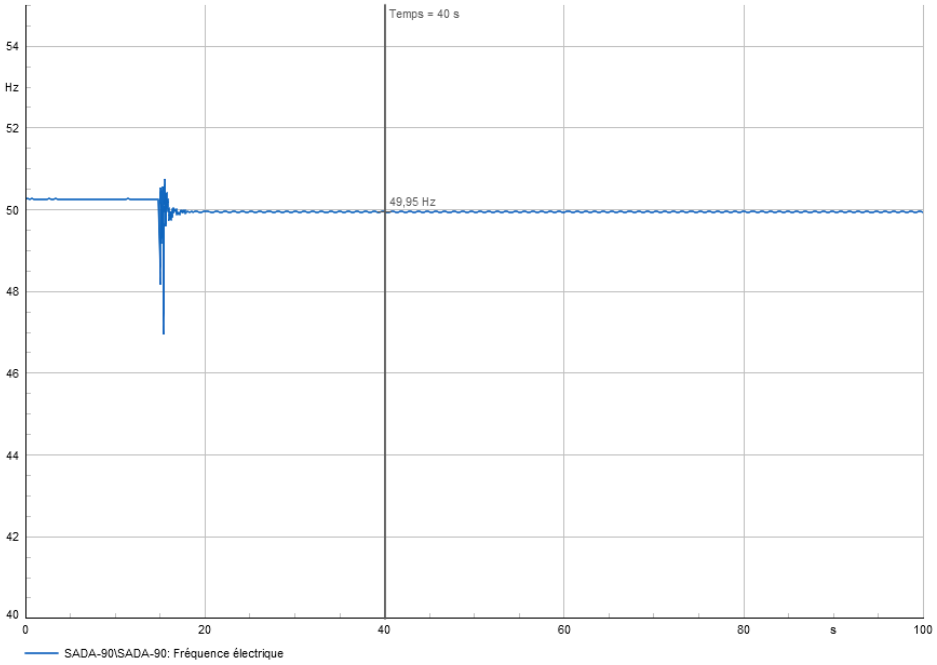


Figure 141: Fréquence _scénario2_point 01_perte de production soudaine_2

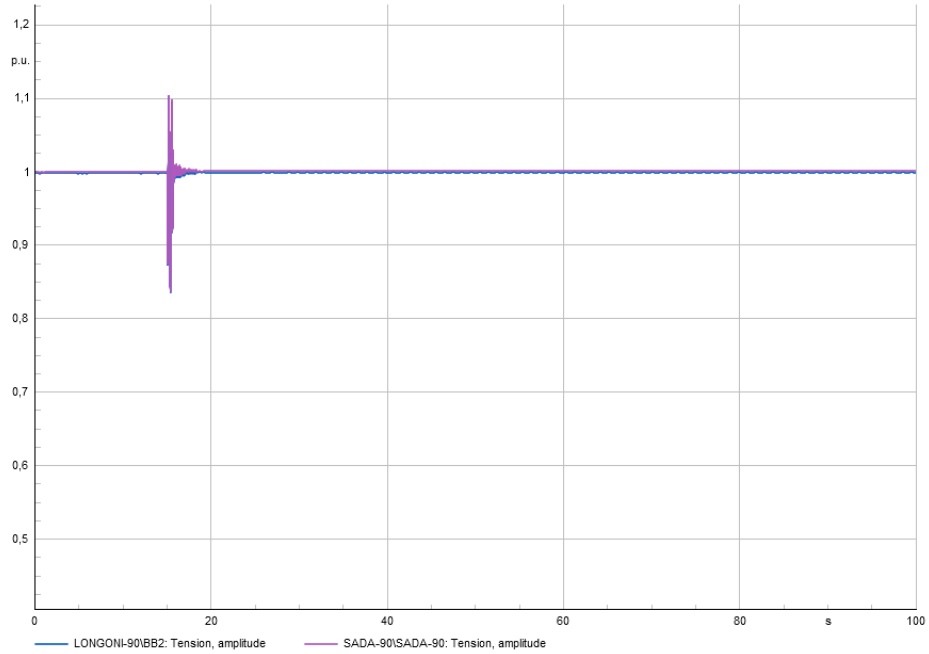


Figure 142: Tension _scénario2_point 01_perte de production soudaine_2

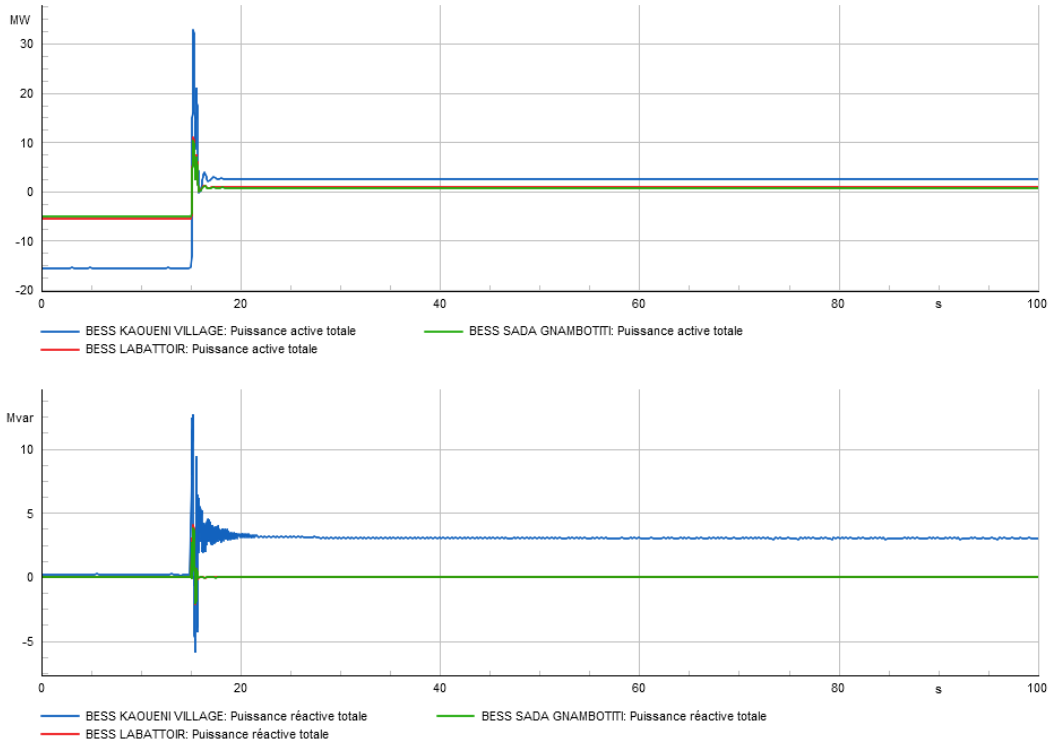


Figure 143: Puissance Active et reactive_BESS_scénario2_point 01_perte de production soudaine_2

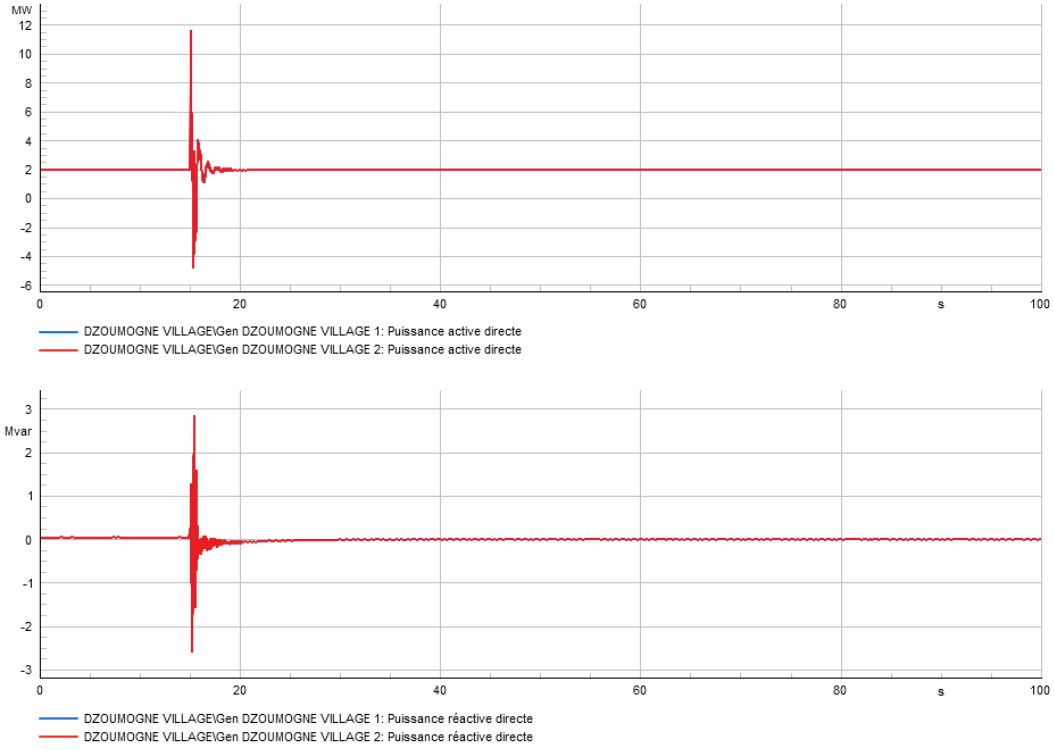


Figure 144 : Puissance Active et reactive_Generateurs_scénario2_point 01_perte de production soudaine_2

2.6.2.1.2 Cas d'étude n°2 : perte d'une ligne chargée

La ligne la plus chargée est la ligne PS KAWENI – PS BADAMIER R6 (CSM2-1)

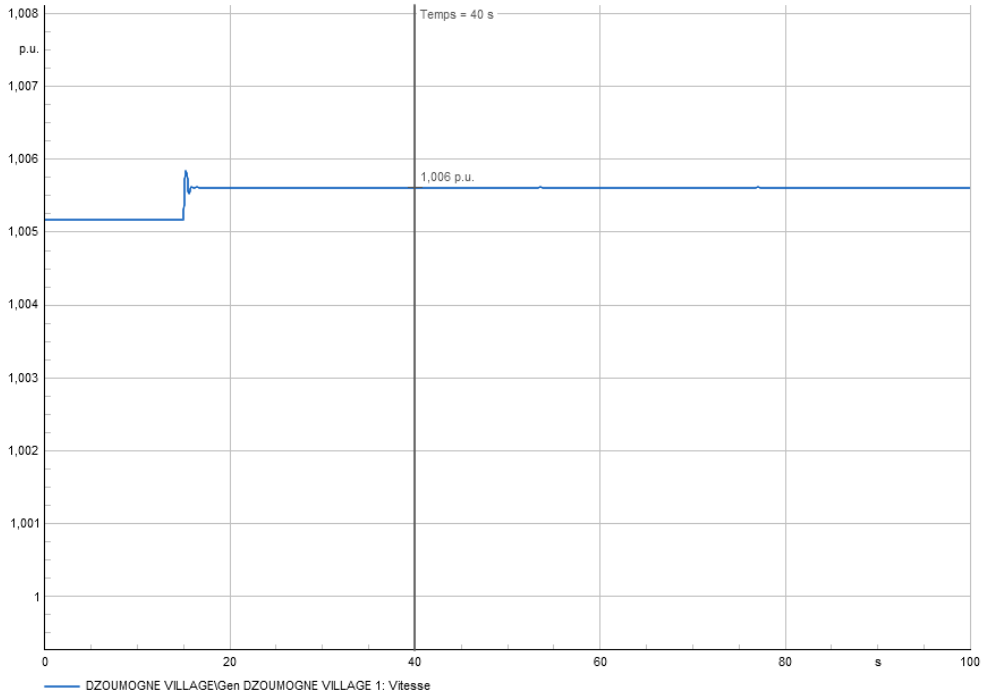


Figure 145: Vitesse générateur_scénario2_point 01_ perte d'une ligne chargée

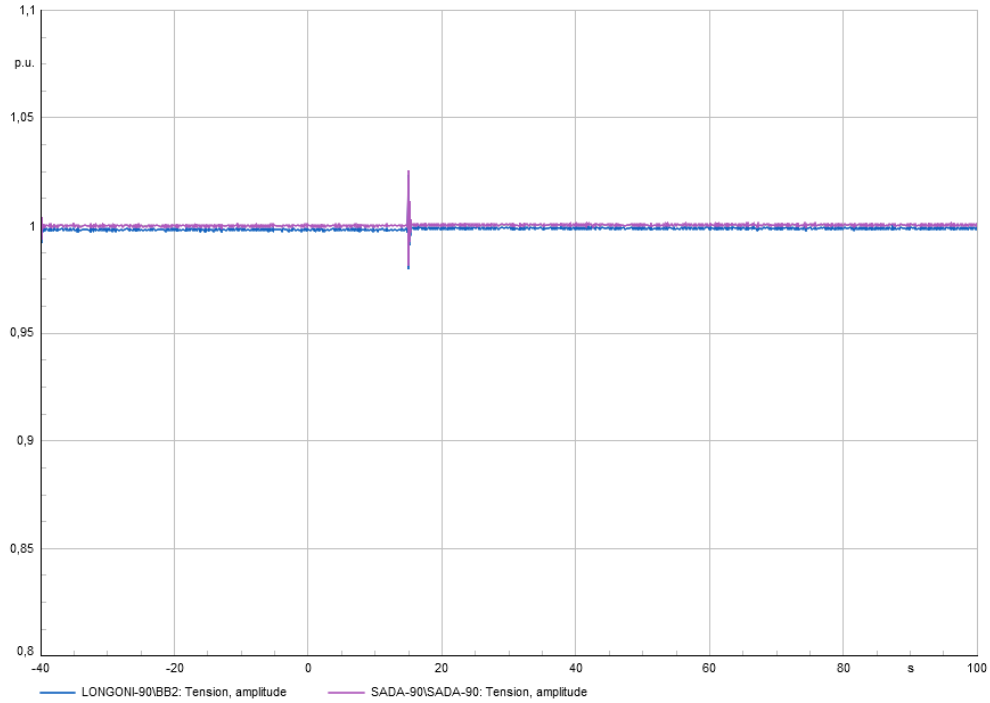


Figure 146: Tension_scénario2_point 01_ perte d'une ligne chargée

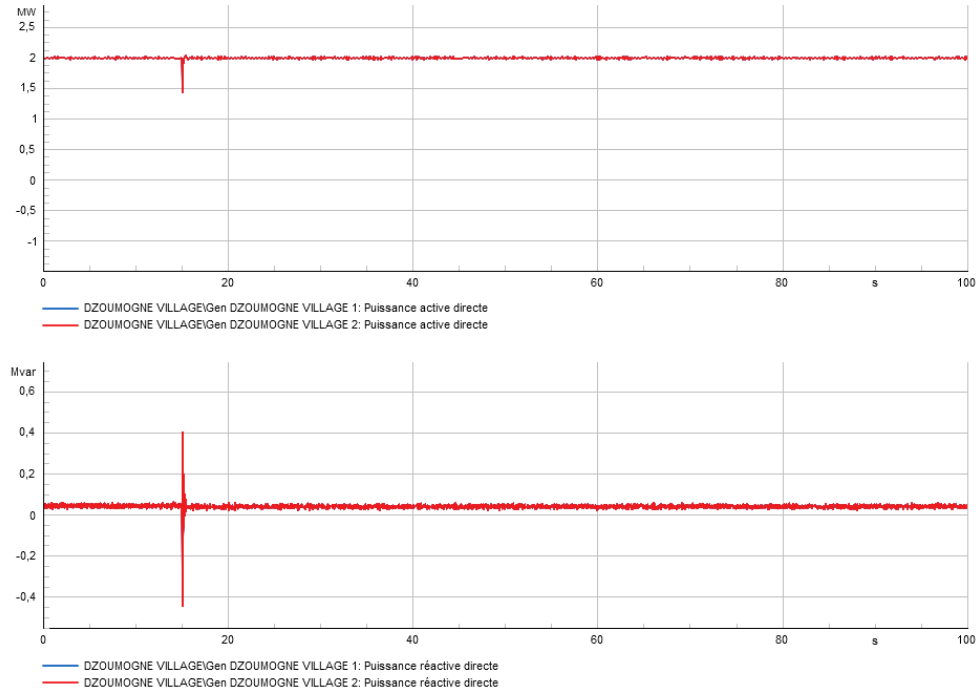


Figure 147 : Puissance Active et reactive_Generateurs_scénario2_point 01_ perte d'une ligne chargée

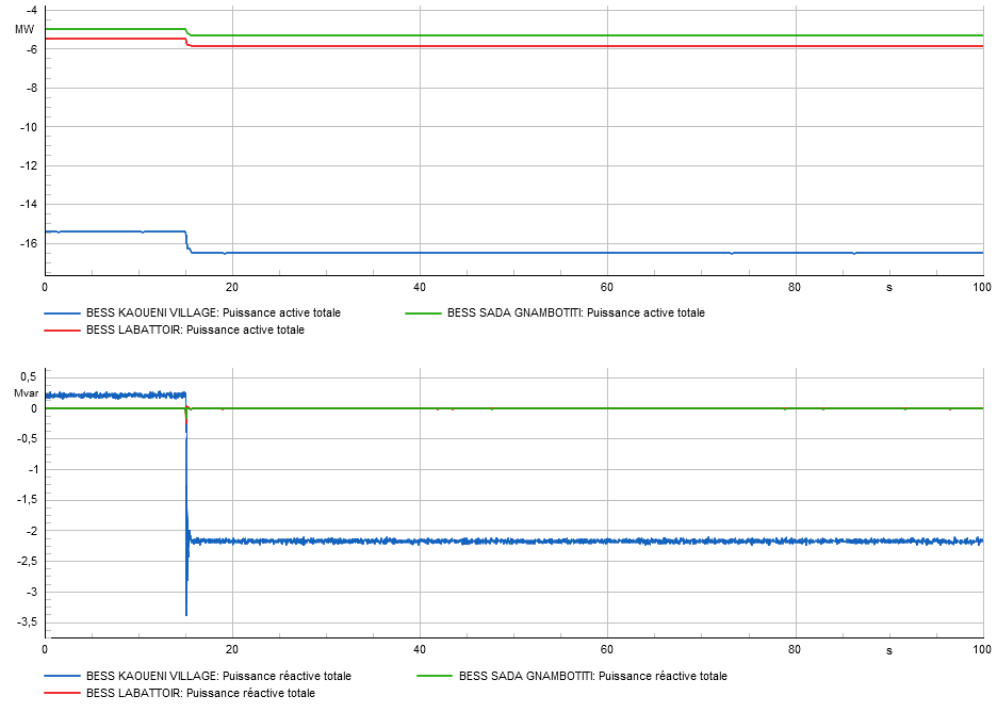


Figure 148: Puissance Active et reactive_BESS_scénario2_point 01_ perte d'une ligne chargée

Dans le cas d'une défaillance sur la ligne la plus chargée du réseau, les simulations démontrent que les différentes grandeurs se rétablissent rapidement à la stabilité en moins de 3 secondes. Cette rapidité de rétablissement témoigne de la robustesse du système face à des événements perturbateurs.
Le réseau de Mayotte ayant une structure arborescente, la perte d'une ligne entraine une perte de charge sur le réseau.
Les batteries contribuent au retour rapide à la stabilité en absorbant le surplus de production apparaissant sur le réseau. Cette capacité d'ajustement démontre l'importance d'une gestion dynamique des ressources pour maintenir la fiabilité du réseau électrique.

En ce qui concerne la tension, les graphiques montrent qu'elle reste dans la plage de fonctionnement normal du système grâce à la régulation de réactif apporté par les groupes tournants et aux onduleurs des installations de stockage et de production renouvelable.

2.6.2.2 Point 2-2 : Productions agrégées par poste source au point critique 2050 : Plus faible inertie observée pendant le pic d'injection à l'échelle d'une centrale

2.6.2.2.1 Cas d'étude n°1 : Stabilité transitoire du système sur perte de production soudaine

Les courbes d'évolution de la fréquence et des tensions du réseau sont présentées ci-dessous (Perte de la centrale PV au poste KAOUINI VILLAGE à 34.3 MW). Un alternateur à vide est mis en service dans les simulations au niveau de la Centrale EDM (10MVA) avec une inertie de 406 kgm².

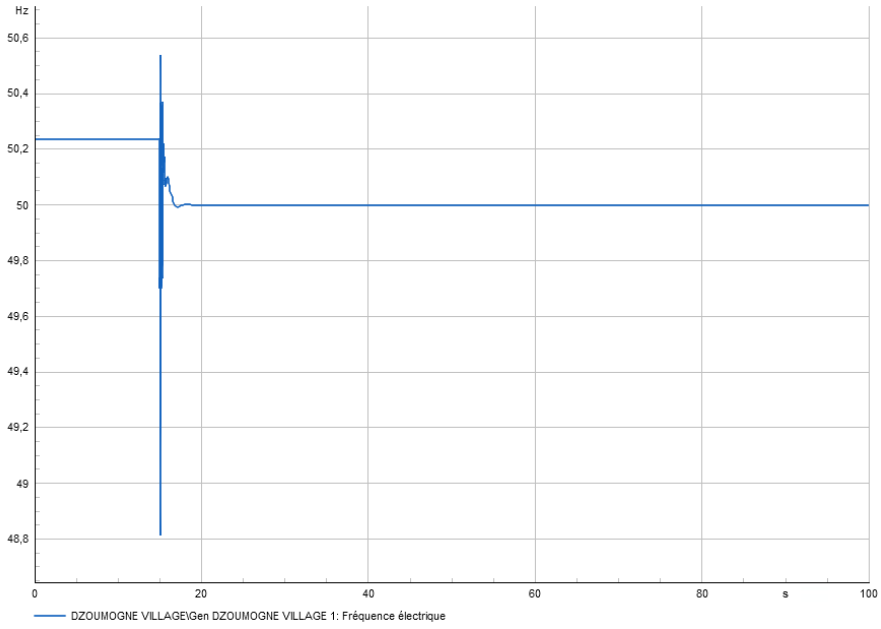


Figure 149: Fréquence _scénario2_point 02_perte de production soudaine

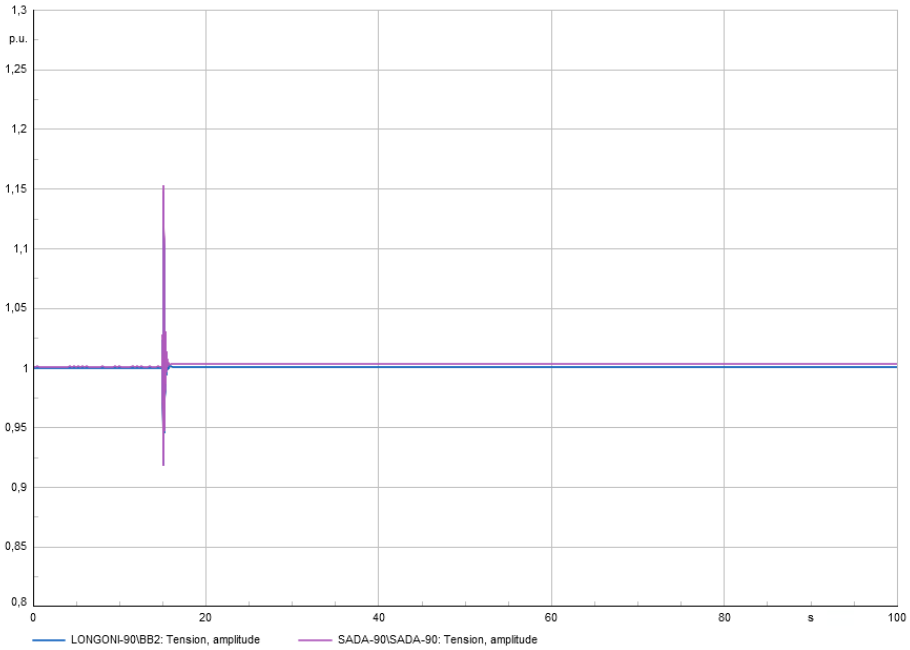


Figure 150: Tension _scénario2_point 02_perte de production soudaine

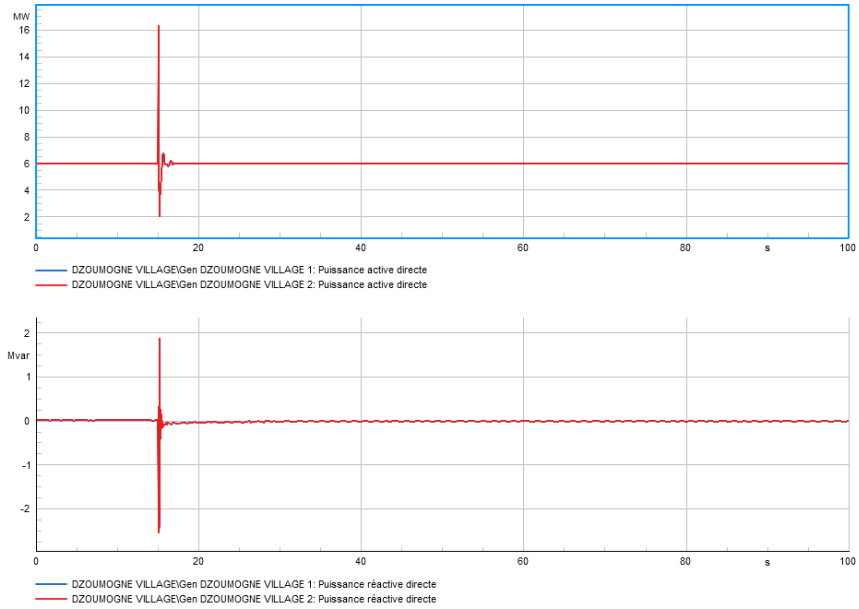


Figure 151: Puissance Active et reactive_Generateurs_scénario 2_point 02_perte de production soudaine

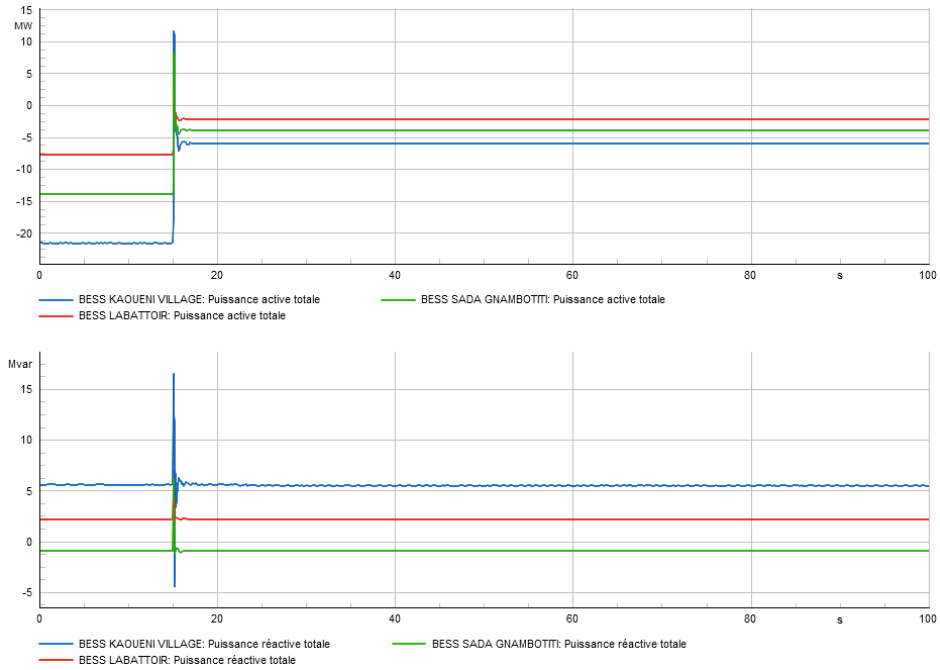


Figure 152: Puissance Active et reactive_BESS_scénario1_point 02_perte de production soudaine

Les courbes d'évolution de la fréquence et des tensions sont présentées dans le cas d'une perte de la centrale photovoltaïque au poste KAOUINI VILLAGE, d'une capacité de 34.3 MW.

Cette perte a entraîné une réorganisation de la production électrique, avec un changement d'état important des batteries raccordées en HTB (BESS KAOUENI VILLAGE, BESS SADA GNAMBOTITI , BESS LABATTOIR), de leur fonction de stockage à celle de fourniture d'électricité, pour compenser cette perte soudaine.

2.6.2.2.2 Cas d'étude n°2 : perte d'une ligne chargée

La ligne la plus chargée est la ligne PS KAWENI – PS BADAMIER R6 (CSM2-1)

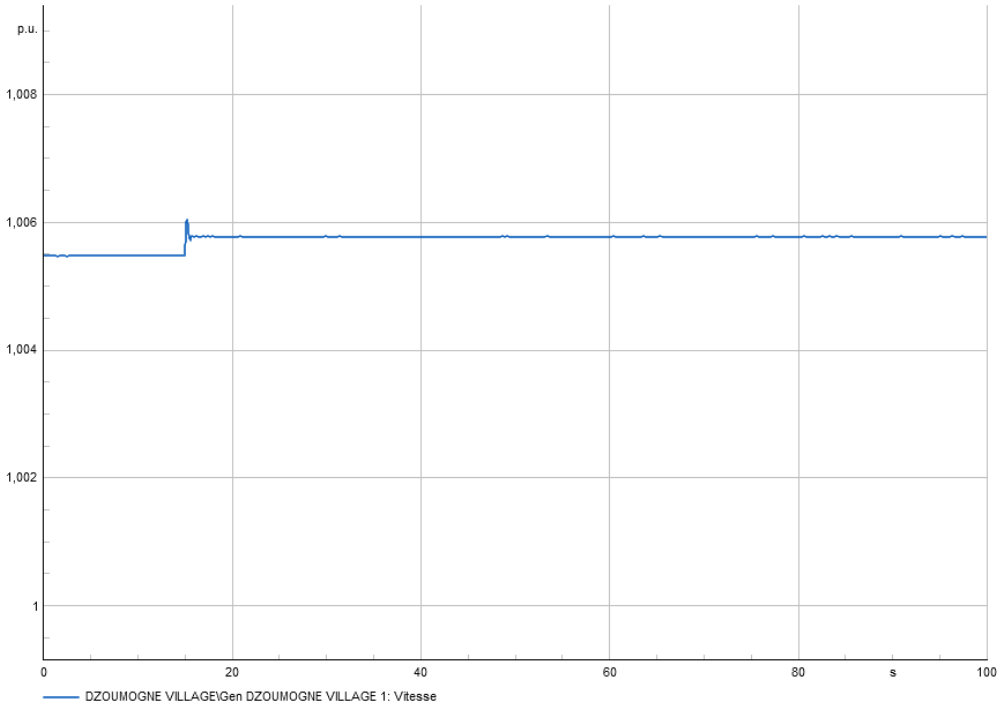


Figure 153: Générateur vitesse_scénario2_point 02_ perte d'une ligne chargée

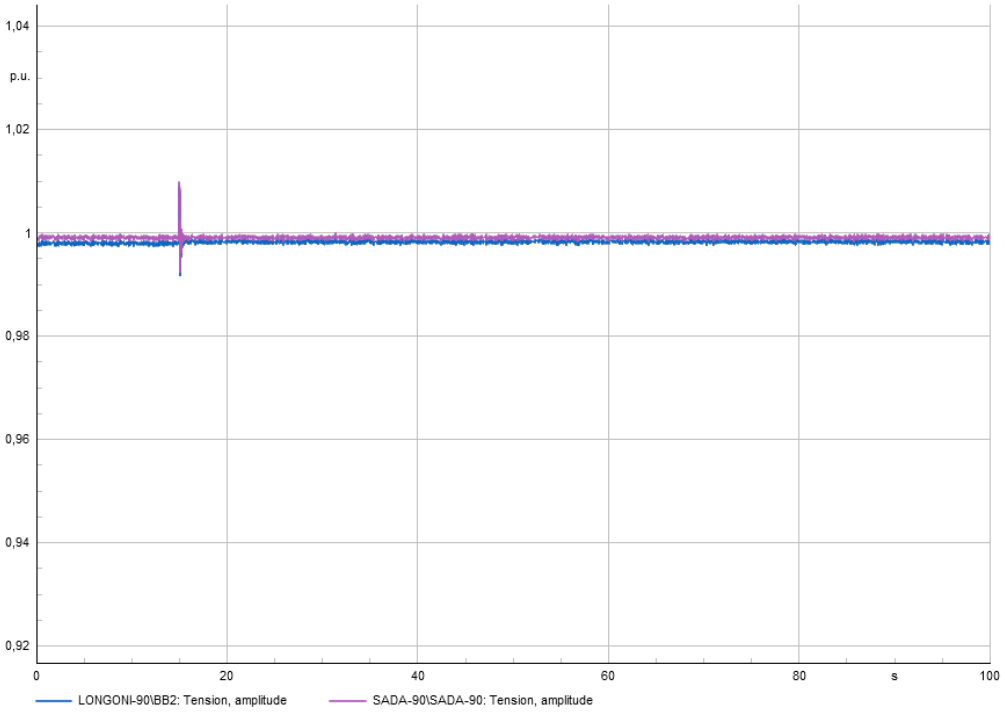


Figure 154: Tension_scénario2_point 02_ perte d'une ligne chargée

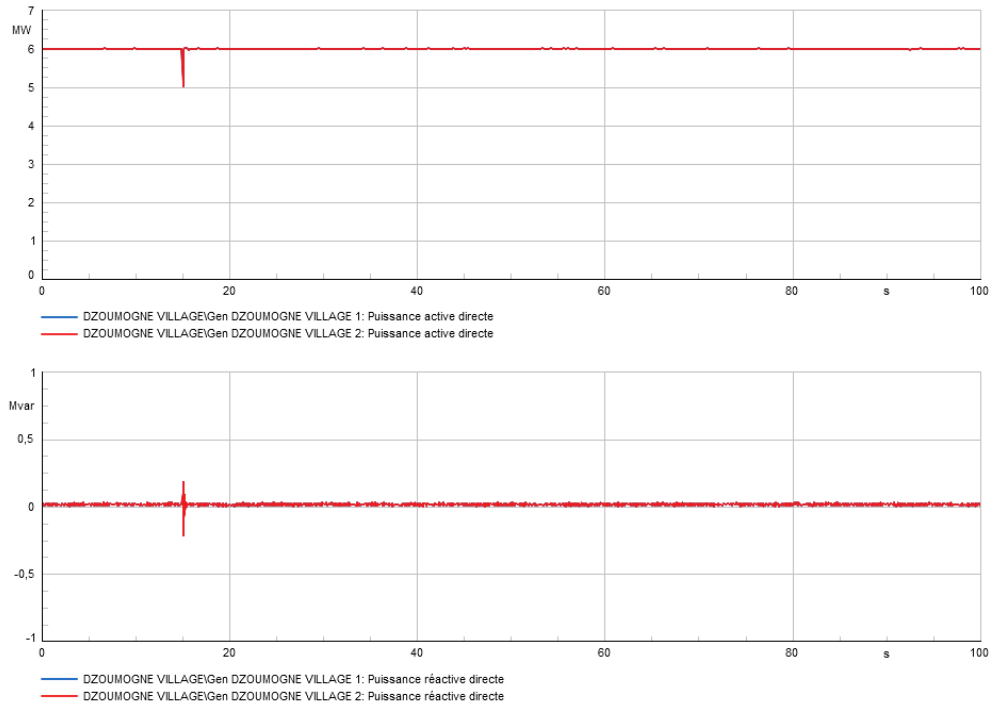


Figure 155 : Puissance Active et réactive_BESS_scénario2_point 02_ perte d'une ligne chargée

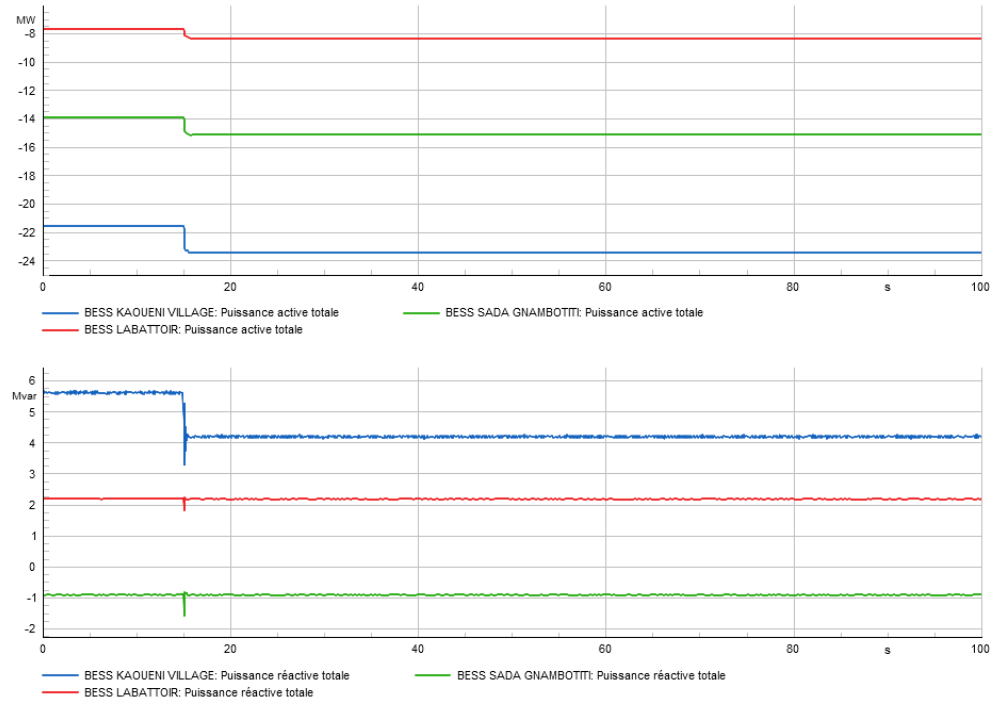


Figure 156: Puissance Active et reactive_BESS_scénario2_point 02_ perte d'une ligne chargée

Dans le cas d'une défaillance sur la ligne la plus chargée du réseau, les simulations démontrent que les différentes grandeurs se rétablissent rapidement à la stabilité en moins de 5 secondes. Cette rapidité de rétablissement est remarquable et témoigne de la robustesse du système face à des événements perturbateurs.

Lors de cette défaillance, les batteries contribuent au retour rapide à la stabilité en stockant de l'énergie. Cette capacité d'ajustement démontre l'importance d'une gestion dynamique des réserves pour maintenir la fiabilité du réseau électrique.

Les graphiques montrent que la tension reste dans la plage de fonctionnement normal du système grâce à la régulation de réactif apporté par les groupes tournants et aux onduleurs des installations de stockage et de production renouvelable.

2.6.2.3 Point 2-3 : pic de demande observée en période d'injection maximale des batteries

Dans cette situation, 91.7% de puissance est fournie par les batteries. Un alternateur à vide est mis en service dans les simulations au niveau de la Centrale EDM (13.75MVA) avec un moment d'inertie de 406 kgm^2.

2.6.2.3.1 Cas d'étude n°1 : Stabilité transitoire du système sur perte de production soudaine

Les graphiques suivants montrent les résultats obtenus suite à la perte de la batterie KAOUENI VILLAGE (18.4 MW) :

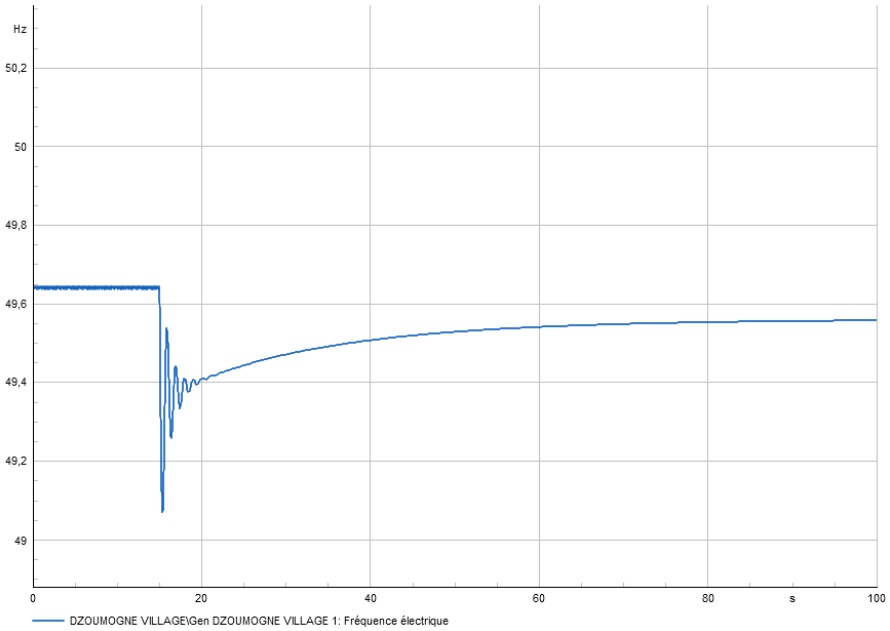


Figure 157: Fréquence _scénario2_point 03_perte de production soudaine

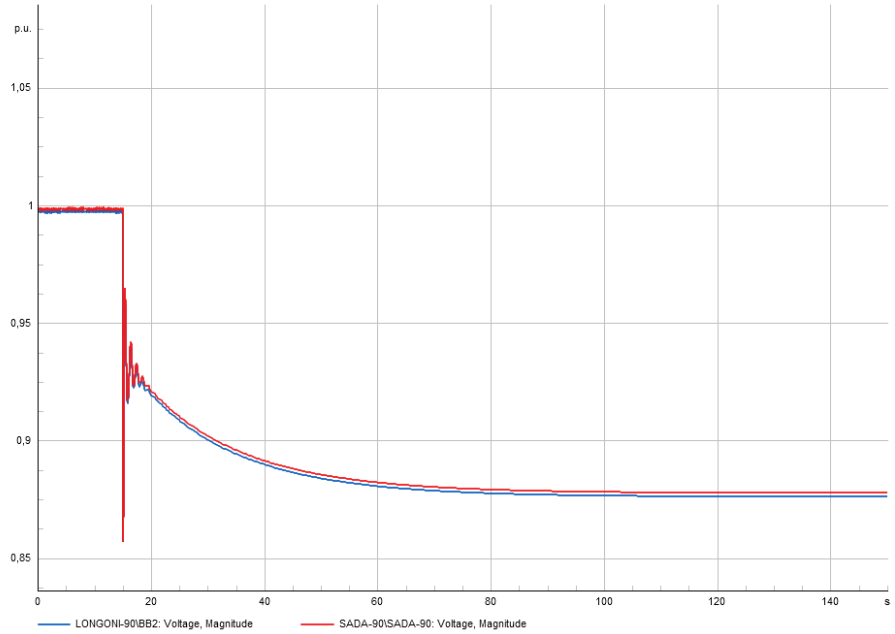


Figure 158: Tension_scénario2_point 03_perte de production soudaine

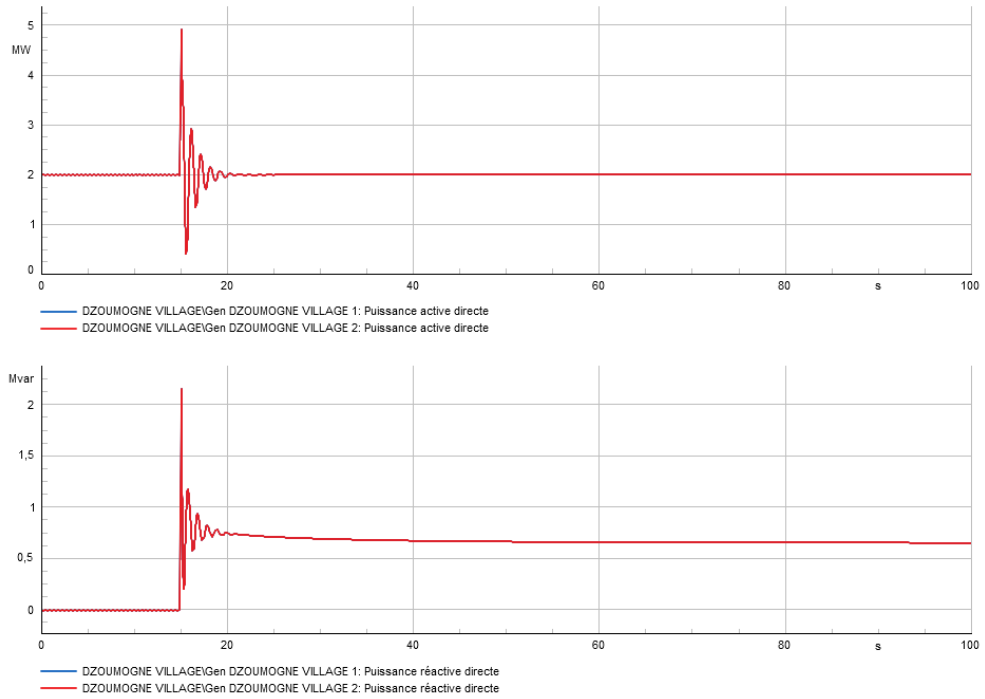


Figure 159 : Puissance Active et reactive_Generateurs_scénario2_point 03_perte de production soudaine

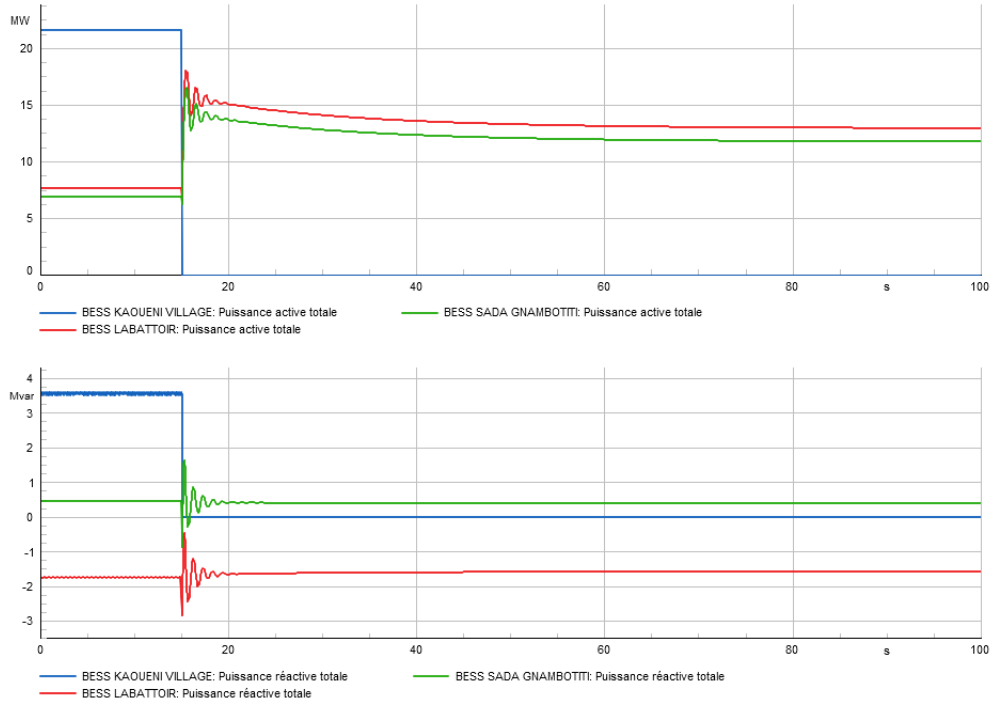


Figure 160: Puissance Active et reactive_BESS_scénario2_point 03_perte de production soudaine

Suite à la défaillance de la batterie de KAOUENI VILLAGE (18,4 MW, batterie fournissant la puissance la plus importante), les autres batteries raccordées en HTB, BESS SADA GNAMBOTITI et BESS LABATTOIR, avec une réserve de puissance respectives de 16.3MW et 9.4 MW, ont compensé la perte de production rencontrée sur le réseau, ce qui a permis de ramener la fréquence du réseau dans les plages normales. Cependant, une chute de tension jusqu'à 0.87pu a été observée, ce qui est au-delà de la plage nominale de tension, définie comme étant [Un - 10 % ; Un + 5 %,]. Après la stabilisation du réseau, la tension mesurée se trouve en dehors de cette plage, avec un léger écart. Cette situation est notamment due au scénario de simulation très contraignant, avec la perte de la batterie la plus importante, qui injecte 25,47 % de la puissance totale du réseau.

Une solution envisageable est de mettre en service un autre alternateur à vide de la centrale EDM (de 10MVA) avec une inertie équivalente, ce qui permettrait d'améliorer la stabilité de la tension, comme le montre le graphique ci-dessous :

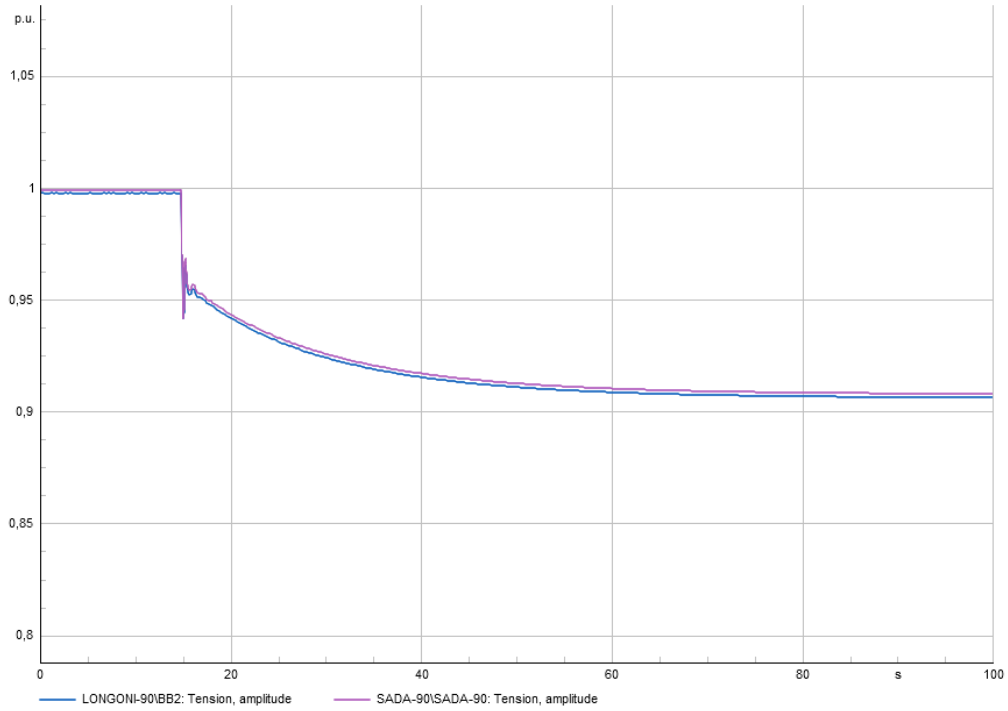


Figure 161: Tension_scénario2_point 03_perte de production soudaine_2

2.6.2.3.2 Cas d'étude n°2 : perte d'une ligne chargée

La ligne la plus chargée est la ligne PS KAWENI – PS BADAMIER R6 (CSM2-1)

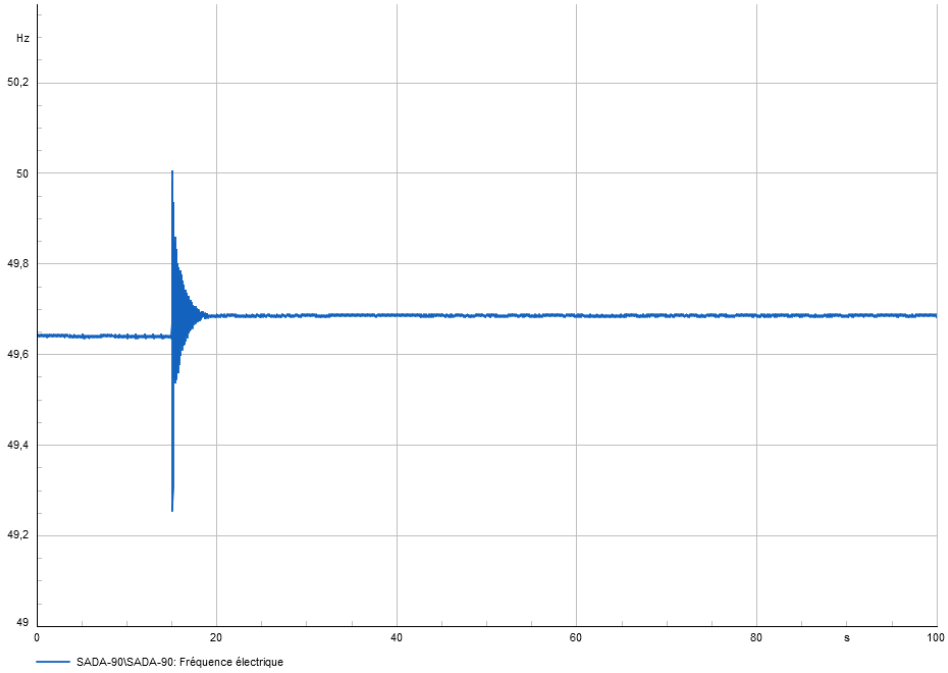


Figure 162: Fréquence_scénario2_point 03_ perte d'une ligne chargée

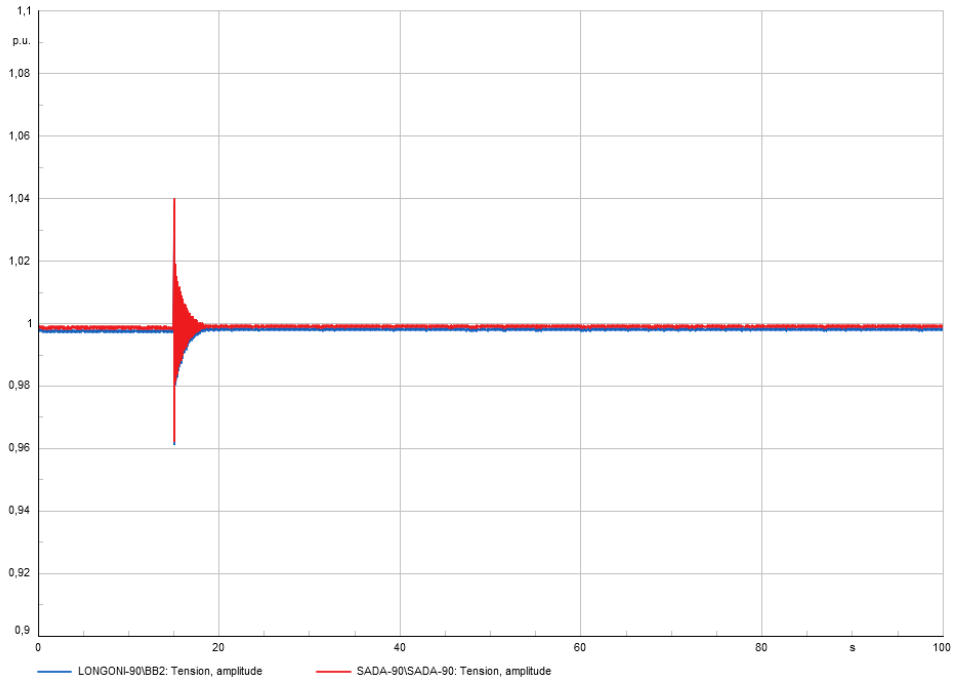


Figure 163: Tension_scénario2_point 03_ perte d'une ligne chargée

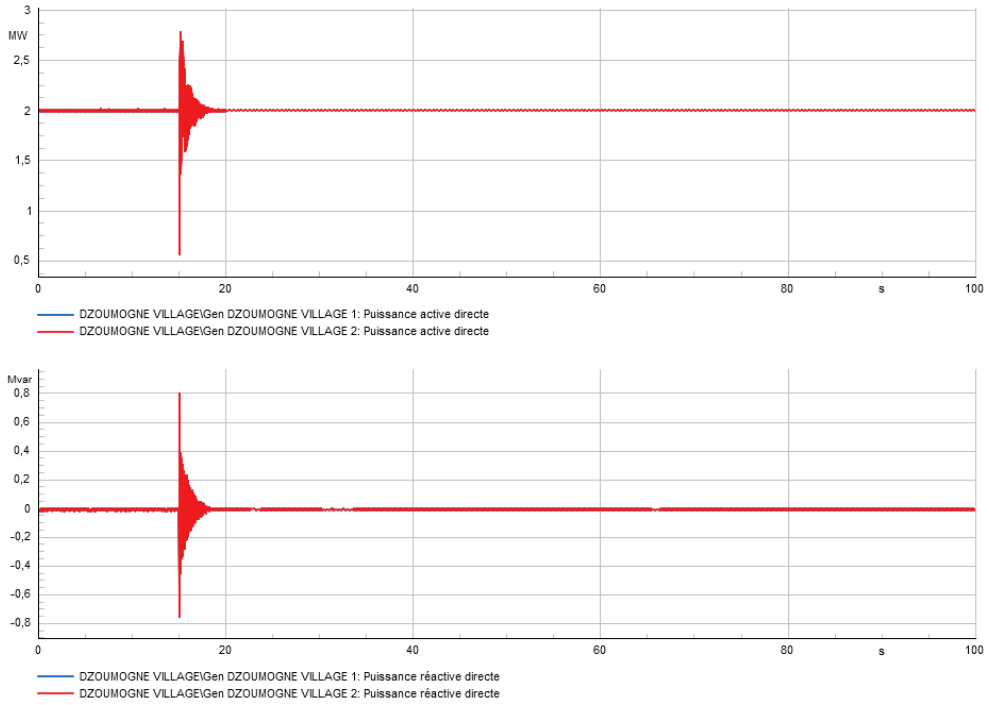


Figure 164 : Puissance Active et reactive_Generateurs_scénario2_point 03_ perte d'une ligne chargée

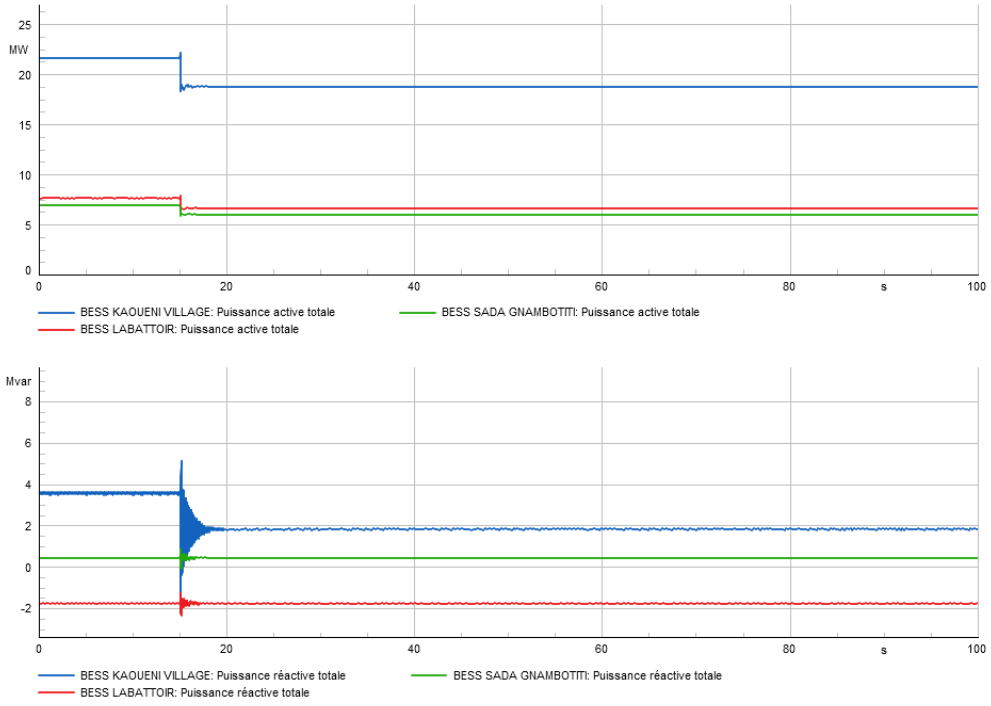


Figure 165: Puissance Active et reactive_BESS_scénario2_point 03_ perte d'une ligne chargée

Dans le cas d'une défaillance sur la ligne la plus chargée du réseau, les simulations démontrent que les différentes grandeurs se stabilisent en moins de 5 secondes. Cette rapidité de rétablissement est remarquable et témoigne de la robustesse du système face à des événements perturbateurs.
Lors de cette défaillance, les batteries réduisent leur puissance d'injection sur le réseau, contribuant ainsi au retour rapide à la stabilité. Cette capacité d'ajustement démontre l'importance d'une gestion dynamique des réserves pour maintenir la fiabilité du réseau électrique.
Les graphiques montrent que la tension reste dans la plage admissible, correspondant à la plage de fonctionnement normal du système.

Suite aux simulations du scénario 2 pour les trois points critiques du réseau, une faible inertie a été observée car seule la centrale Biomasse DZOUMOGNE VILLAGE est en service.
Pour le point de fonctionnement n°3, la perte de de la batterie fournissant la puissance la plus importante, celle de KAOUENI VILLAGE (18,4 MW), mène à une diminution de la tension, jusqu'à 0.87 pu.
Pour diminuer les fluctuations sur le réseau, il est recommandé de mettre en place un compensateur synchrone. En simulation, un alternateur de la centrale CENTRALE EDM 10MVA avec un moment d'inertie de 406 kgm^2 est mis en service. Cette mesure permettrait de minimiser les variations indésirables de la fréquence et de la tension, assurant ainsi la stabilité du réseau électrique.

2.6.3 Scénario 3 :

2.6.3.1 Point 3-1 : Pic de demande 2050 observé en l'absence d'injection de machines tournante

2.6.3.1.1 Cas d'étude n°1 : Stabilité transitoire du système sur perte de production soudaine

Les courbes d'évolution de la fréquence et des tensions du réseau sont présentées ci-dessous (Perte de la centrale PV KAOUENI VILLAGE, 24.6MW)

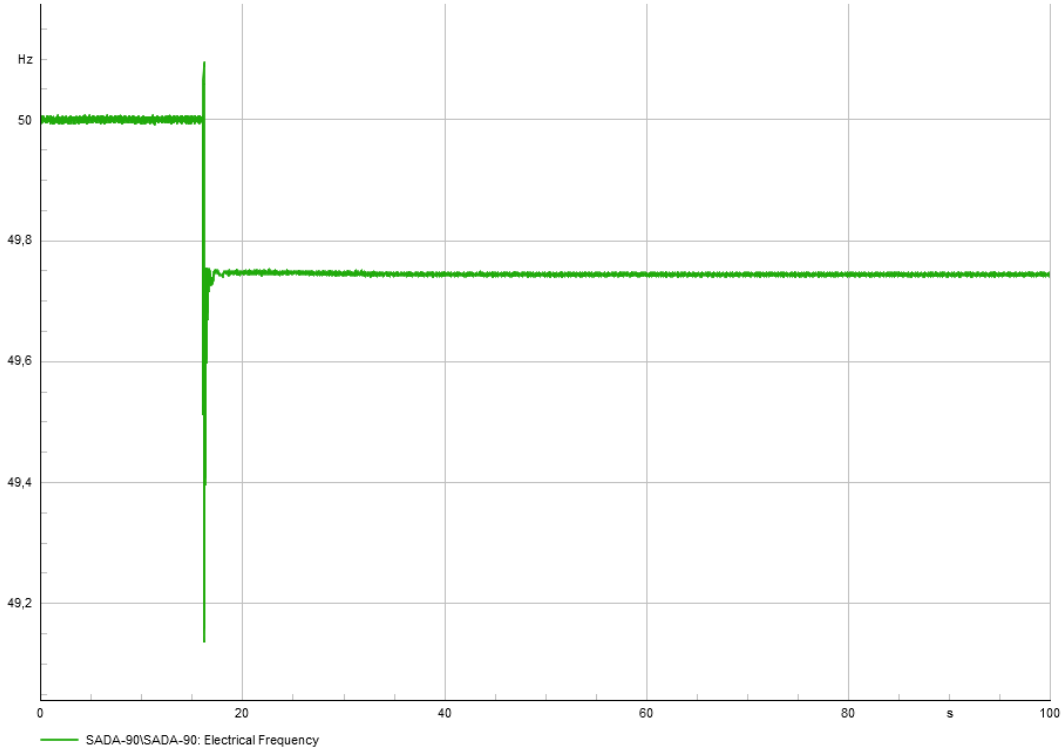


Figure 166: Fréquence_scénario3_point 01_perte de production soudaine

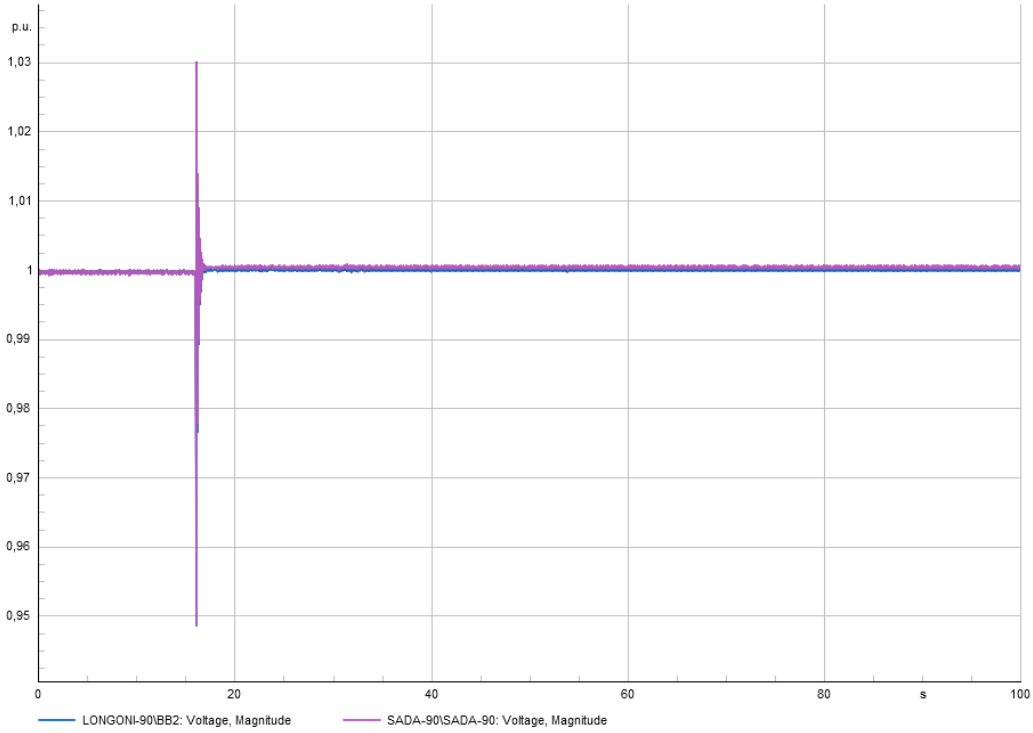


Figure 167 : Tension_scénario3_point 01_perte de production soudaine

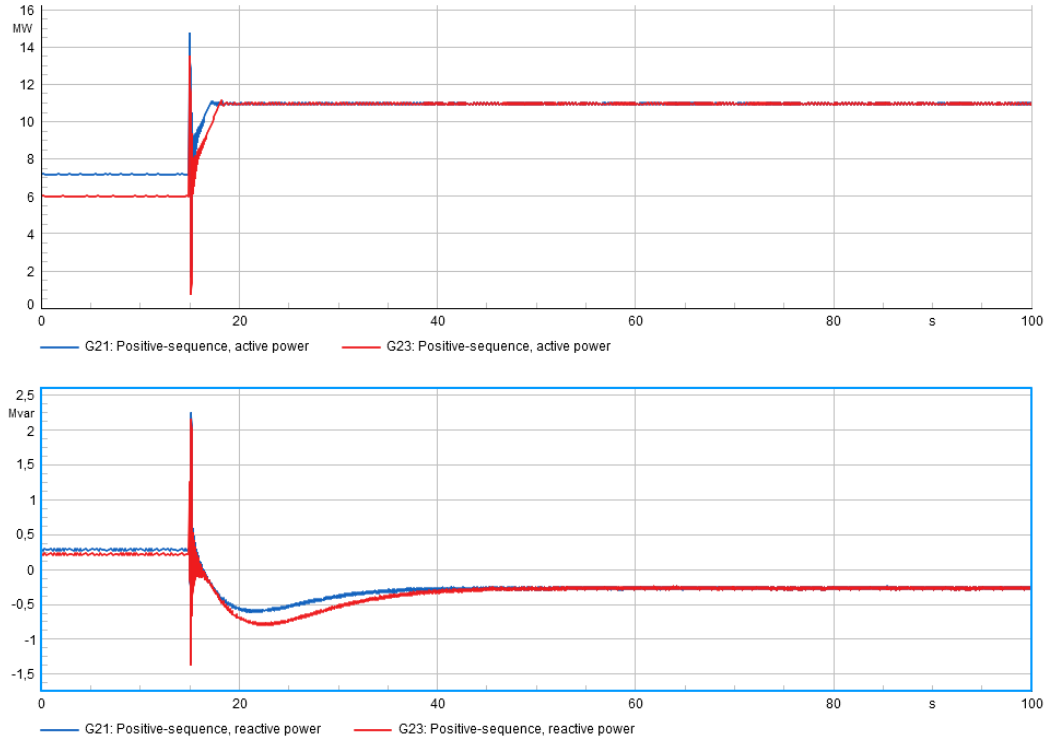


Figure 168: Puissance active et réactive_Génerateurs_scénario3_point 01_perte de production soudaine

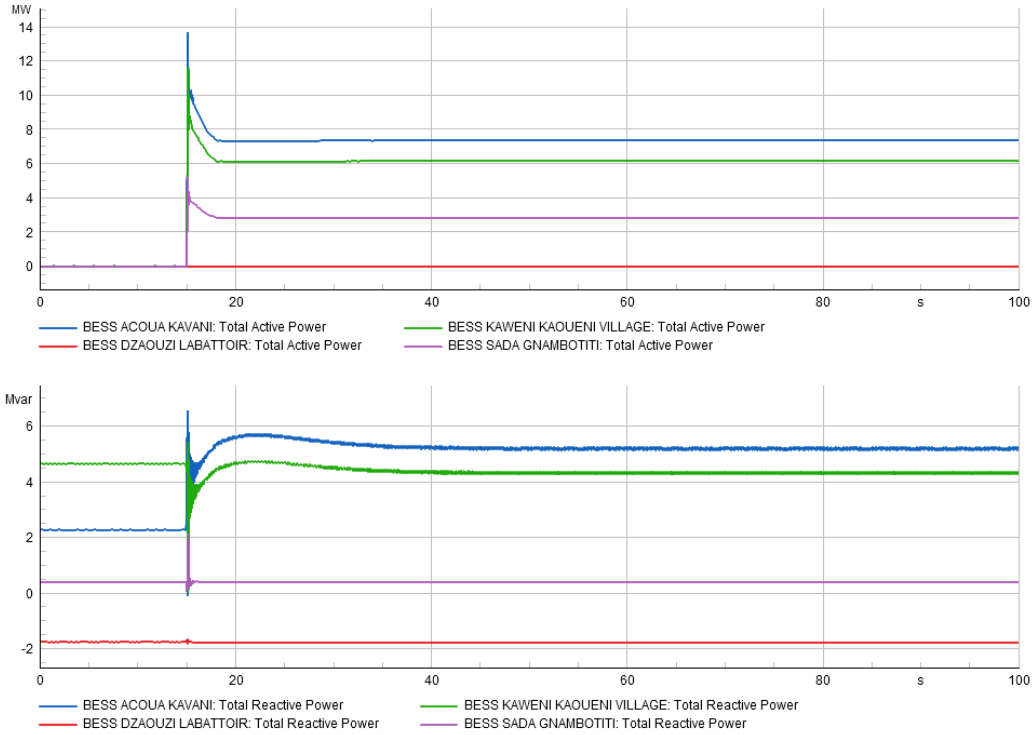


Figure 169: Puissance Active et réactive_BESS_scénario3_point 01_perte de production soudaine

Les résultats des simulations démontrent que les grandeurs observées reviennent rapidement à la stabilité en moins de 5 secondes après l'occurrence de la perte de production.
La réserve de puissance nécessaire pour compenser cette perte est principalement fournie par les batteries. Grâce à leur grande capacité installée, ainsi qu'à la contribution des générateurs, ces dispositifs ont permis de maintenir l'équilibre entre la production et la consommation d'énergie, assurant ainsi la stabilisation de la fréquence du réseau.
Les graphiques montrent qu'elle reste dans la plage de fonctionnement normal du réseau grâce à la régulation de réactif apporté par les groupes tournants et aux onduleurs des installations de stockage et de production renouvelable.

2.6.3.1.2 Cas d'étude n°2 : perte d'une ligne chargée

La ligne la plus chargée se situe au niveau du PS KAWENI (PS KAWENI- CARRIERE MASSAKINI-PLATEAU SPORTIF), avec un transit de puissance active de 7.4MW et 2.3MVAr de réactif.

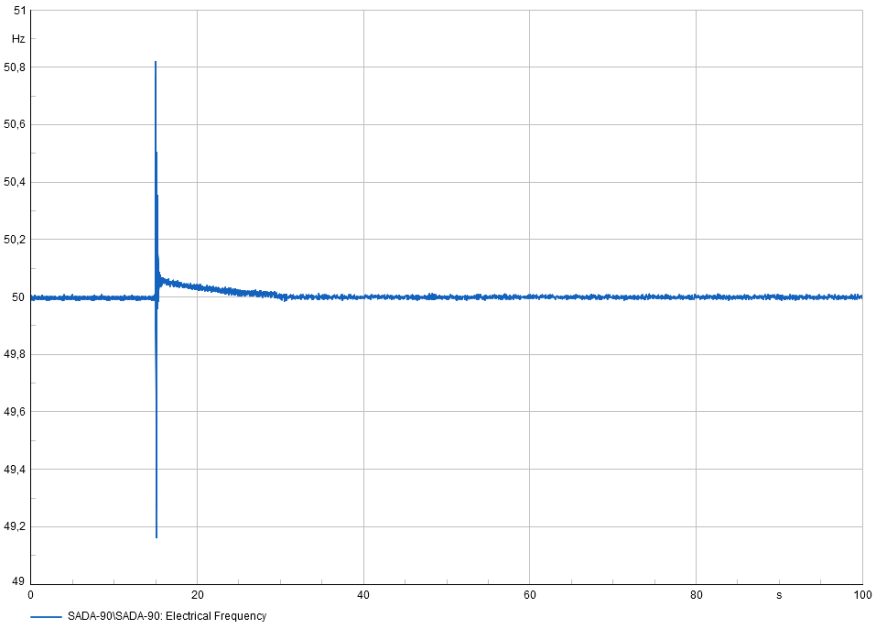


Figure 170 : Fréquence_scénario3_point 01_ perte d'une ligne chargée

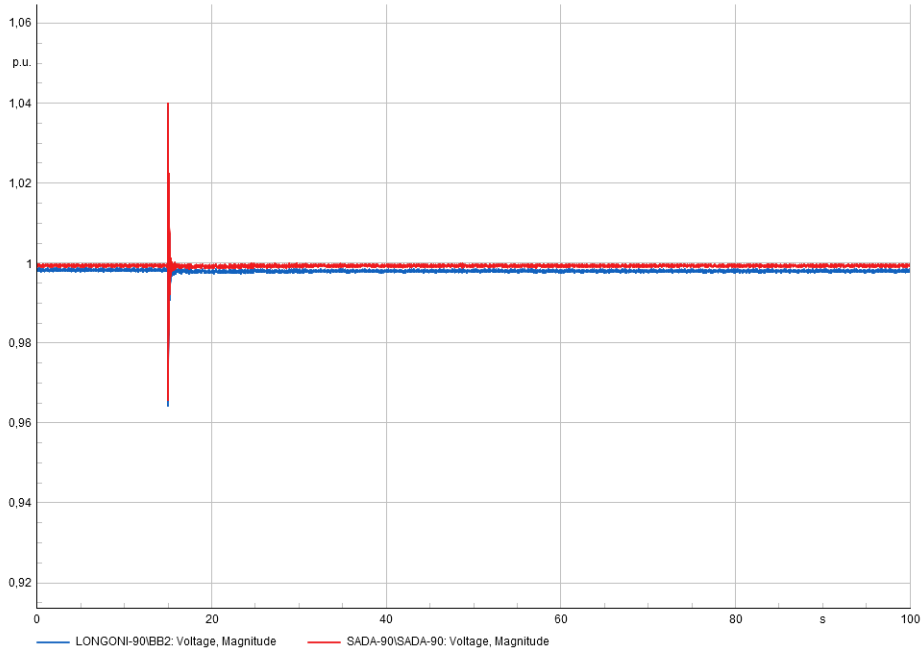


Figure 171: Tension _scénario3_point 01_ perte d'une ligne chargée

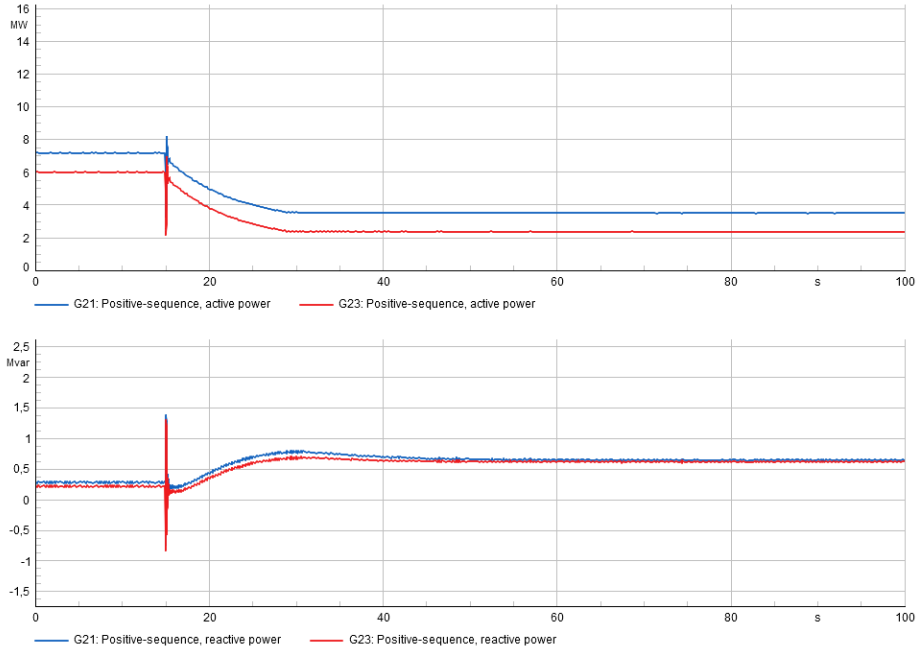


Figure 172: Puissance Active et reactive_Génerateurs_scénario3_point 01_perte d'une ligne

Dans le cas d'une défaillance sur la ligne la plus chargée du réseau, les simulations démontrent que les différentes grandeurs se rétablissent rapidement à la stabilité en moins de 10 secondes, ce qui témoigne de la robustesse du système face à des événements perturbateurs.
Lors de cette défaillance, la réduction de la puissance générée par les groupes permet de compenser la perturbation, contribuant ainsi au retour rapide à la stabilité. Cette capacité d'ajustement démontre l'importance d'une gestion dynamique des réserves pour maintenir la fiabilité du réseau électrique.
Les graphiques montrent que la tension reste dans la plage de fonctionnement normal du système grâce à la régulation de réactif apporté par les groupes tournants et aux onduleurs des installations de stockage et de production renouvelable.

2.6.3.2 Point 3-2 : Productions agrégées par poste source au point critique 2050 : Plus faible inertie observée pendant le pic d'injection à l'échelle d'une centrale

2.6.3.2.1 Cas d'étude n°1 : Stabilité transitoire du système sur perte de production soudaine

La centrale géothermique de 40 MW joue un rôle important dans la stabilité et la fiabilité du réseau électrique. En plus de sa contribution directe à la production electrique (la seule réserve tournante existante sur ce point), cette centrale constitue une source d'inertie essentielle pour maintenir la stabilité de la fréquence du réseau.

La perte subite de cette centrale entraînerait inévitablement une chute de fréquence, mettant en péril le fonctionnement de l'ensemble du système électrique. Face à cette éventualité, il est recommandé de mettre en place deux systèmes de production et d'évacuation electrique pour la centrale géothermique PAMANDZI, ce qui permettrait d'écarter la possibilité de la perte de la totalité de la centrale.

La mise en place de convertisseurs Grid-forming, au niveau des batteries et la possibilité d'intégrer des compensateurs synchrones pour stabiliser la fréquence du réseau permettent d'améliorer la stabilité en cas de perte de la centrale géothermique.
Pour la simulation de la perte de la centrale de PAMANDZI 40MW dans le point 2 et 3 de scénario 3 et le point 3 du scénario 4, deux alternateurs de 14 MVA avec une inertie de 606 kgm² chacun ont été intégrés au modèle au niveau de jeu de barre 90kV LONGONI.
Les courbes d'évolution de la fréquence et des tensions du réseau consécutives à la perte de la centrale géothermique de Pamandzi, d'une capacité de 40 MW, sont présentées ci-dessous.

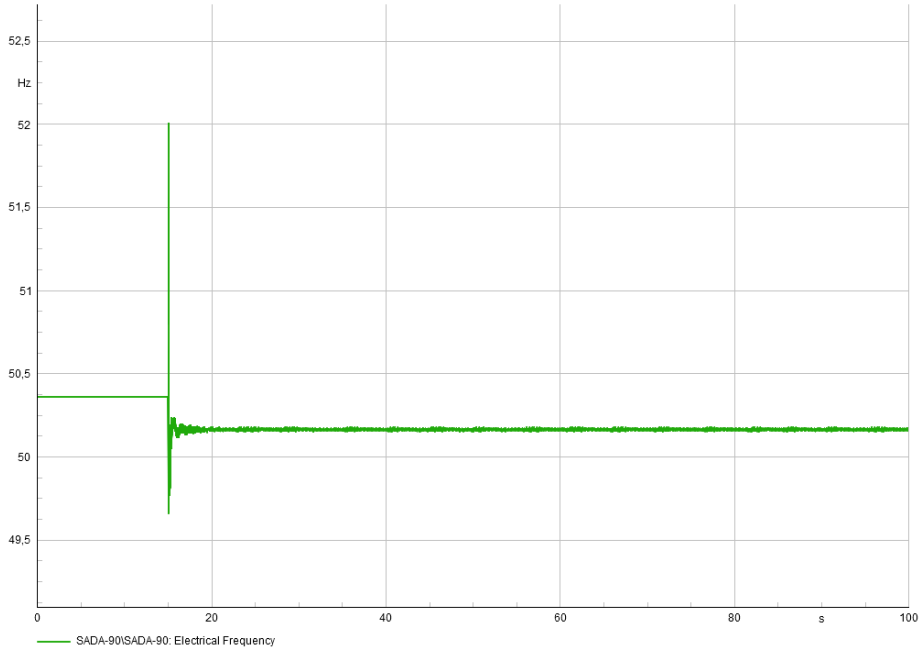


Figure 173: Fréquence_scénario3_point 02_perte de production soudaine

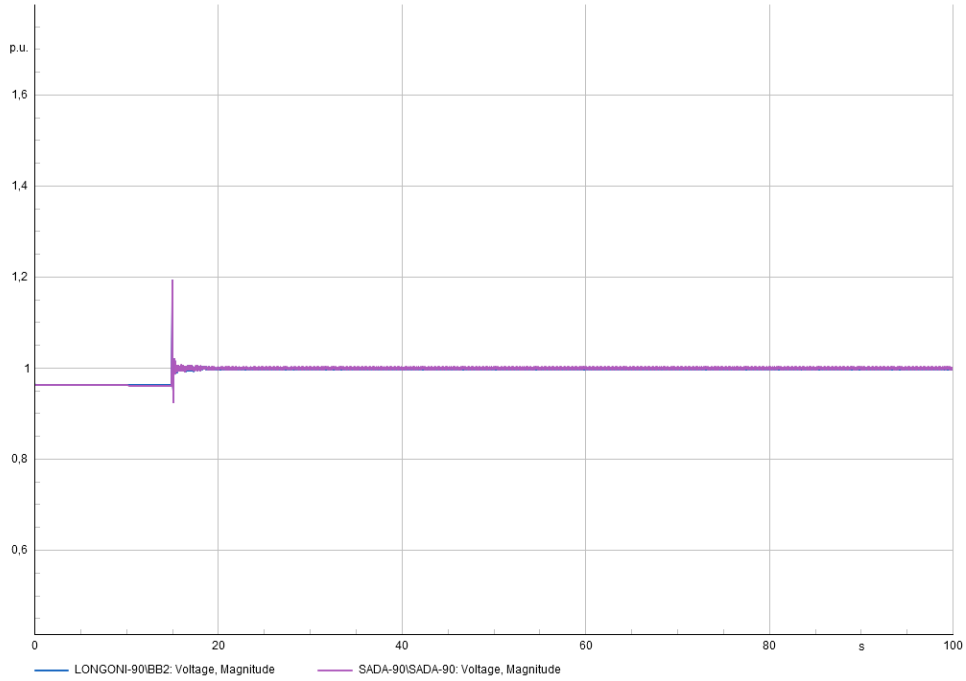


Figure 174: Tension _scénario3_point 02_perte de production soudaine

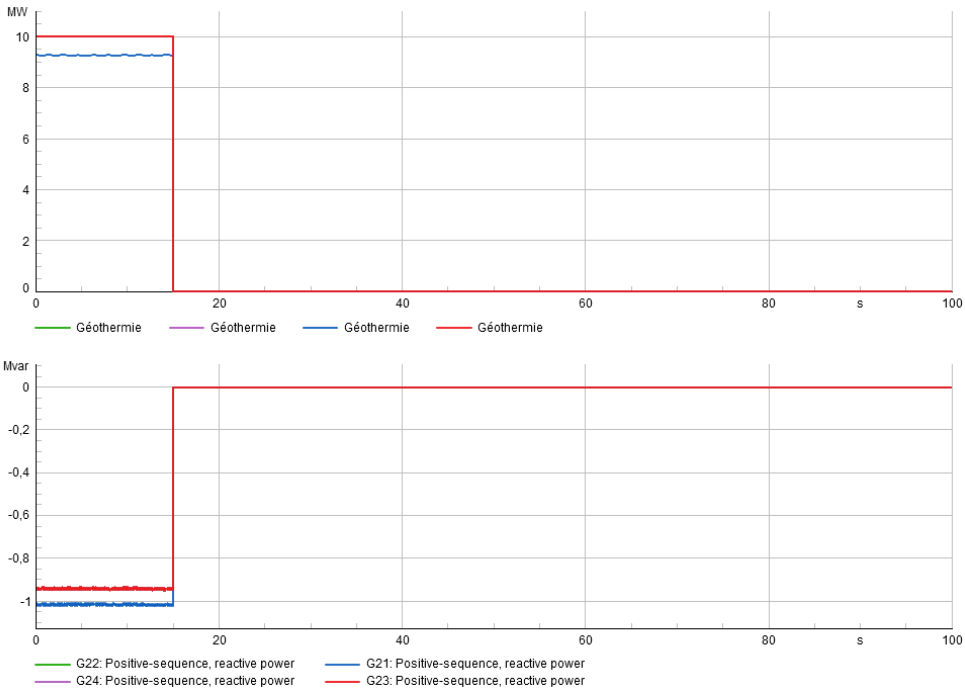


Figure 175: Puissance Active et réactive_Génerateurs_scénario3_point 02_perte de production soudaine

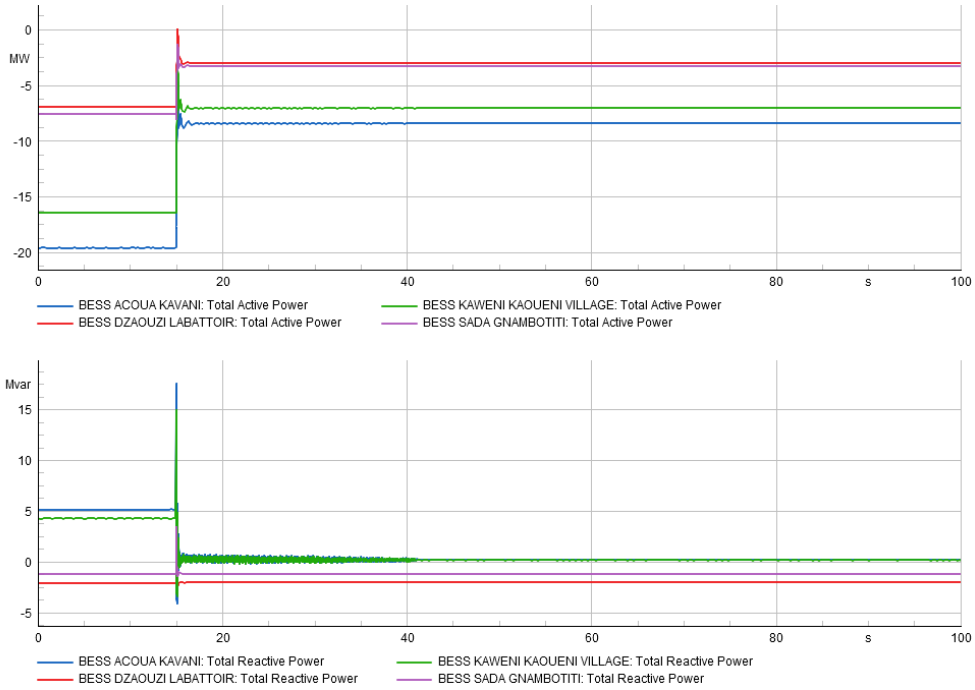


Figure 176:Puissance Active et reactive_BESS_scénario3_point 02_perte de production soudaine

Les résultats des simulations démontrent que les grandeurs observées reviennent rapidement à la stabilité en moins de 5 secondes après l'occurrence de la perte de production, grâce à l'apport d'inertie des alternateurs et à la réserve de puissance apportée par les batteries.

2.6.3.2.2 Cas d'étude n°2 : perte d'une ligne chargée

La ligne la plus chargée se situe au niveau du PS KAWENI (PS KAWENI- CARRIERE MASSAKINI-PLATEAU SPORTIF), avec un transit de puissance active de 4.8 MW et de 1.4 MVAr de réactif.

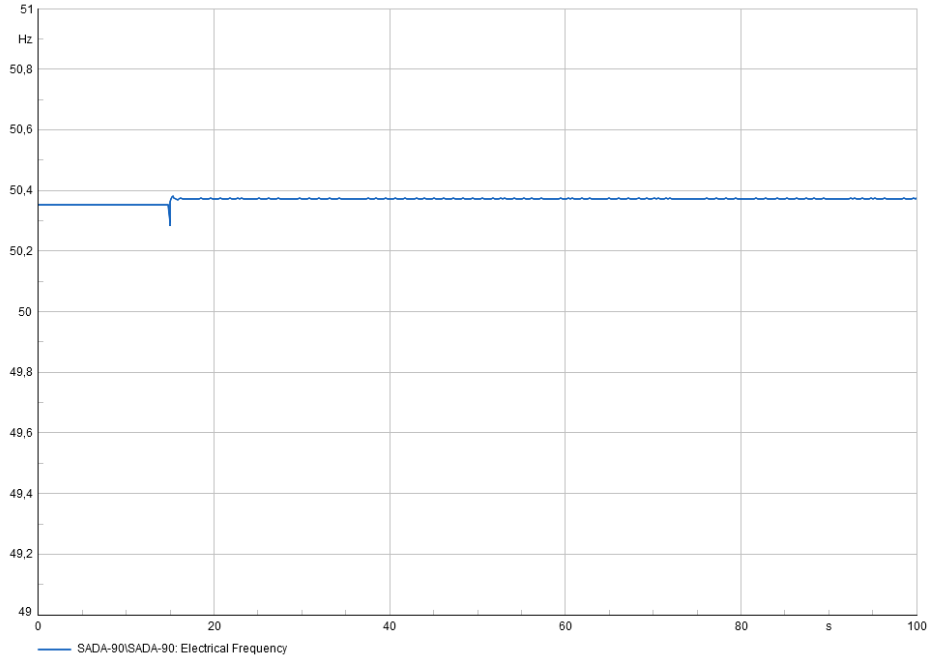


Figure 177: Fréquence_scénario3_point 02_ perte d'une ligne chargée

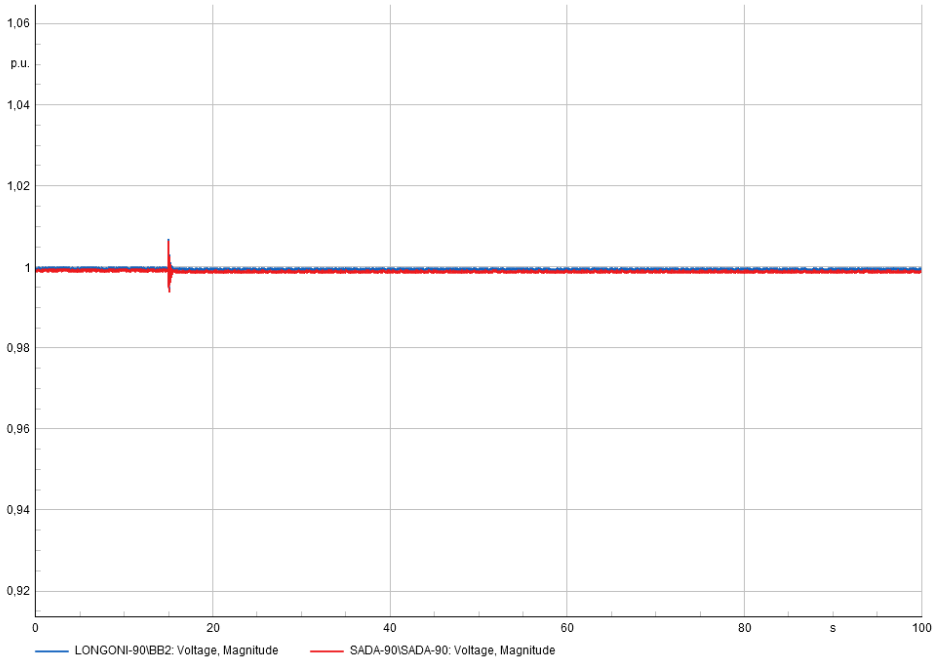


Figure 178: Tension _scénario3_point 02_ perte d'une ligne chargée

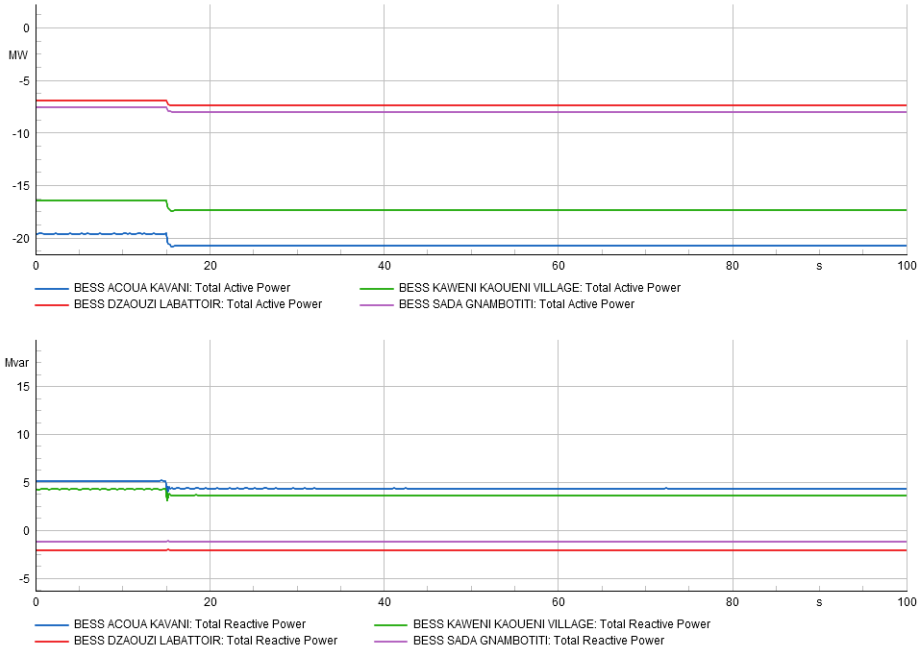


Figure 179: Puissance Active et reactive_BESS_scénario3_point 02_ perte d'une ligne chargée

Lorsqu'une défaillance survient sur la ligne la plus chargée du réseau, les simulations montrent que toutes les grandeurs se rétablissent rapidement à la stabilité en moins de 5 secondes. Ce rétablissement rapide témoigne de la résilience du système électrique face à des événements perturbateurs.
Durant cette défaillance, les batteries jouent un rôle essentiel en contribuant à un retour rapide à la stabilité, et cela montre l'importance cruciale d'une gestion dynamique des réserves pour maintenir la fiabilité du réseau électrique.
Les graphiques montrent que la tension reste dans le domaine admissible grâce à la régulation de réactif apporté par les groupes tournants et aux onduleurs des installations de stockage et de production renouvelable.

2.6.3.3 Point 3-3 : Pic de demande observée en période d'injection maximale des batteries

2.6.3.3.1 Cas d'étude n°1 : Stabilité transitoire du système sur perte de production soudaine

Les courbes d'évolution de la fréquence et de la tension du réseau suite à la perte de la centrale géothermique PAMANDZI 40MW sont présentées ci-dessous :

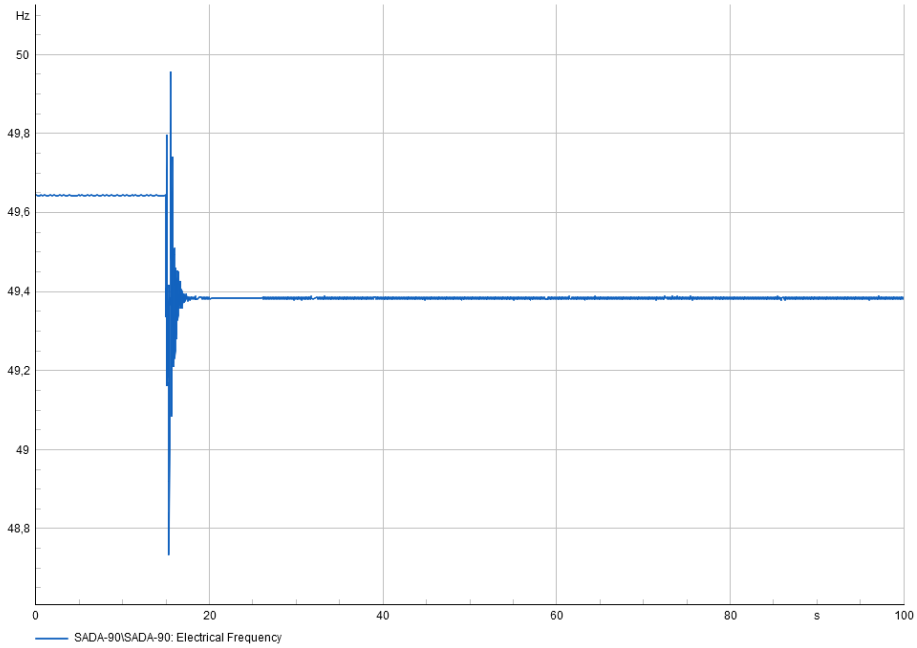


Figure 180: Fréquence_scénario3_point 03_perte de production soudaine

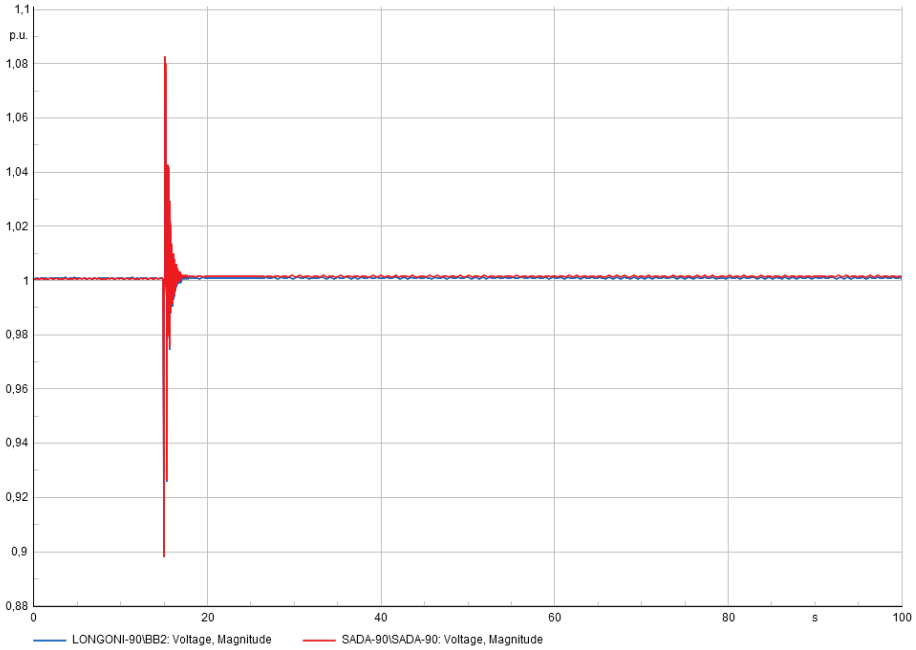


Figure 181: Tension _scénario3_point 03_perte de production soudaine

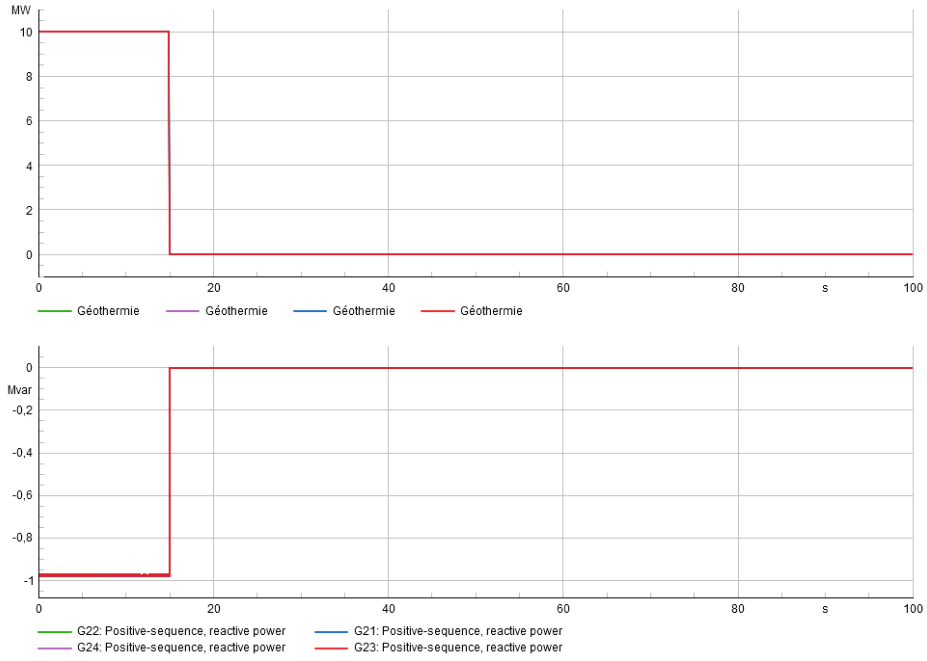


Figure 182 : Puissance Active et reactive_Génerateurs_scénario3_point 03_perte de production soudaine

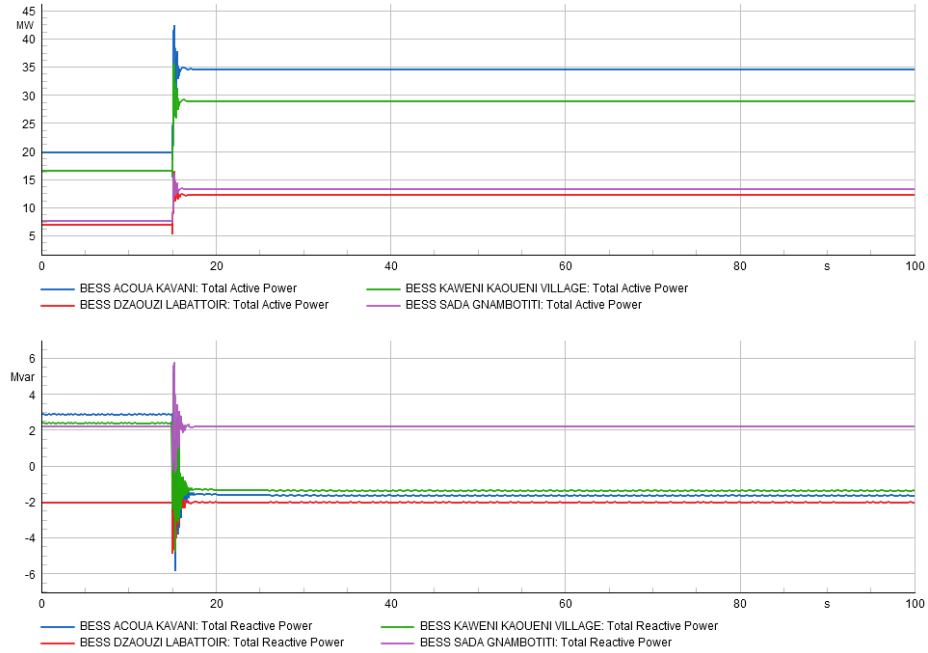


Figure 183 : Puissance Active et reactive_BESS_scénario3_point 03_perte de production soudaine

Les courbes d'évolution de la fréquence et des tensions du réseau consécutives à la perte de la centrale géothermique de Pamandzi, d'une capacité de 40 MW, sont présentées ci-dessous.
Les résultats des simulations démontrent que les grandeurs observées reviennent rapidement à la stabilité en moins de 5 secondes après l'occurrence de la perte de production. Ce retour rapide à la stabilité revêt d'une importance cruciale pour garantir la fiabilité et la sécurité du réseau électrique.
La réserve de puissance nécessaire pour compenser cette perte est principalement fournie par les batteries et les alternateurs à vide contribuent à la stabilité de la fréquence sur les perturbations.

2.6.3.3.2 Cas d'étude n°2 : perte d'une ligne chargée

La ligne la plus chargée se situe au niveau du PS KAWENI (PS KAWENI- CARRIERE MASSAKINI-PLATEAU SPORTIF), avec un transit de puissance active de 7.2MW et de 2.3Mvar de réactif.

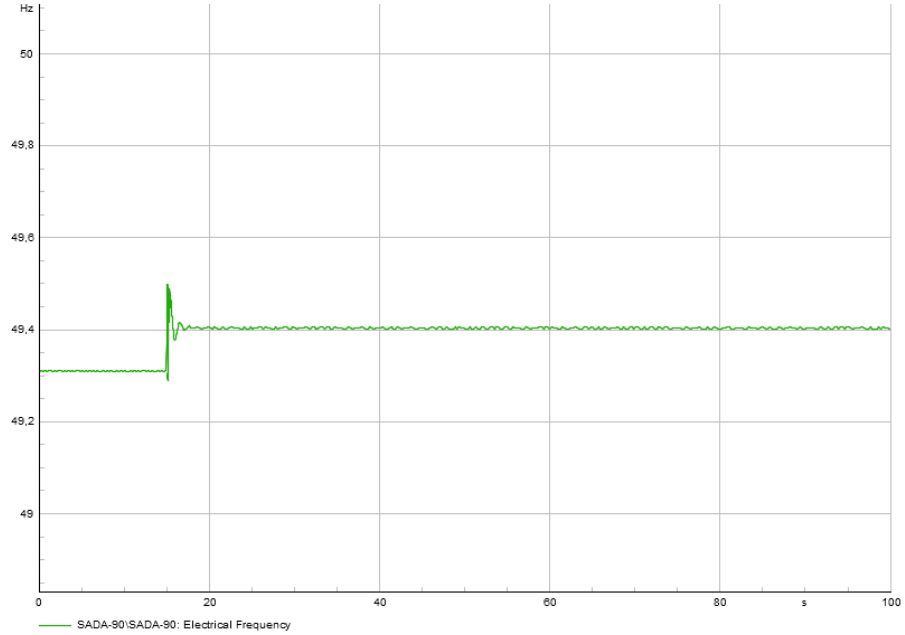


Figure 184: Fréquence_scénario3_point 03_ perte d'une ligne chargée

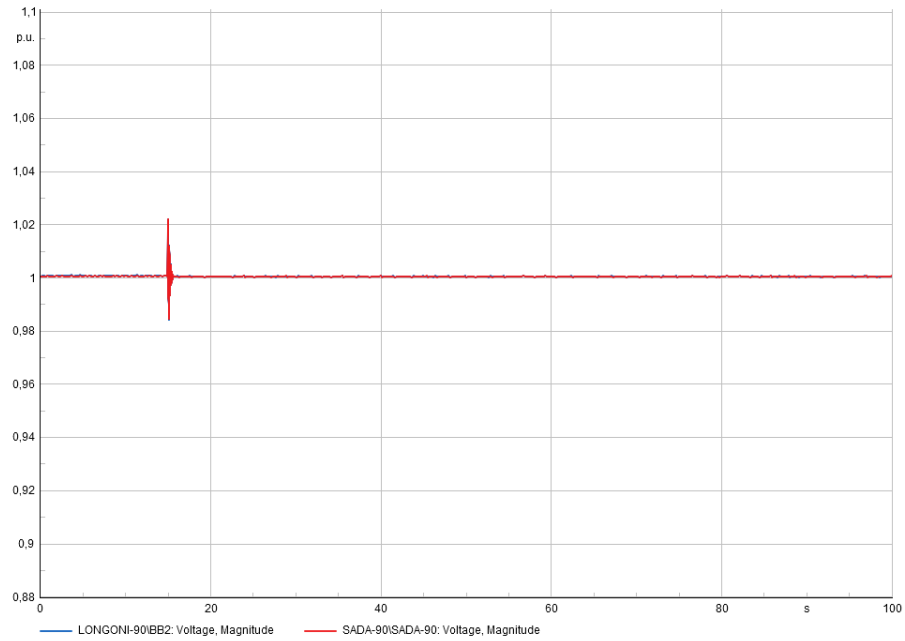


Figure 185:Tension _scénario3_point 03_ perte d'une ligne chargée

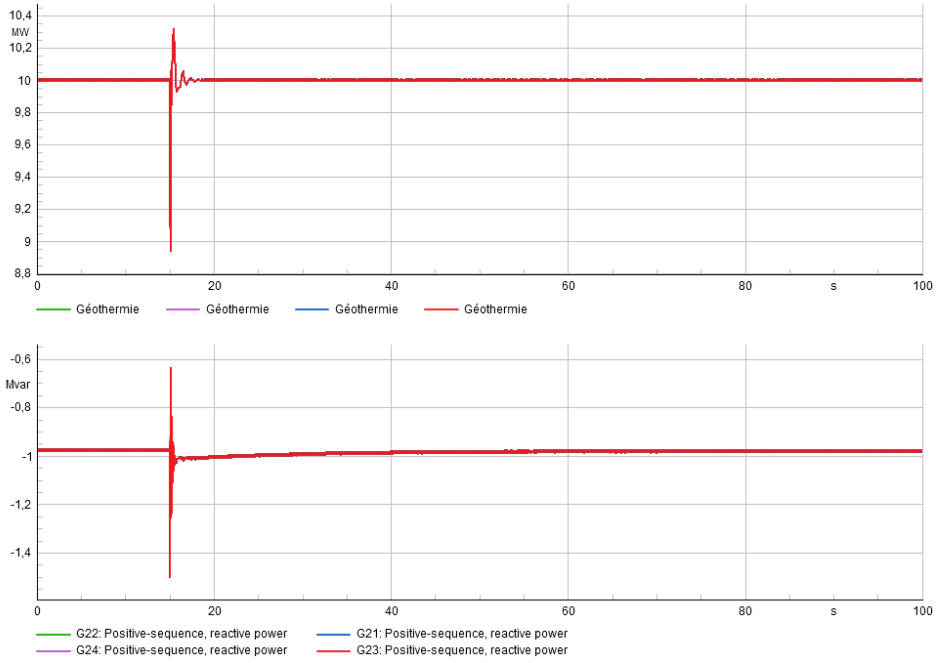


Figure 186 : Puissance Active et reactive_Generateurs_scénario3_point 03_perte d'une ligne

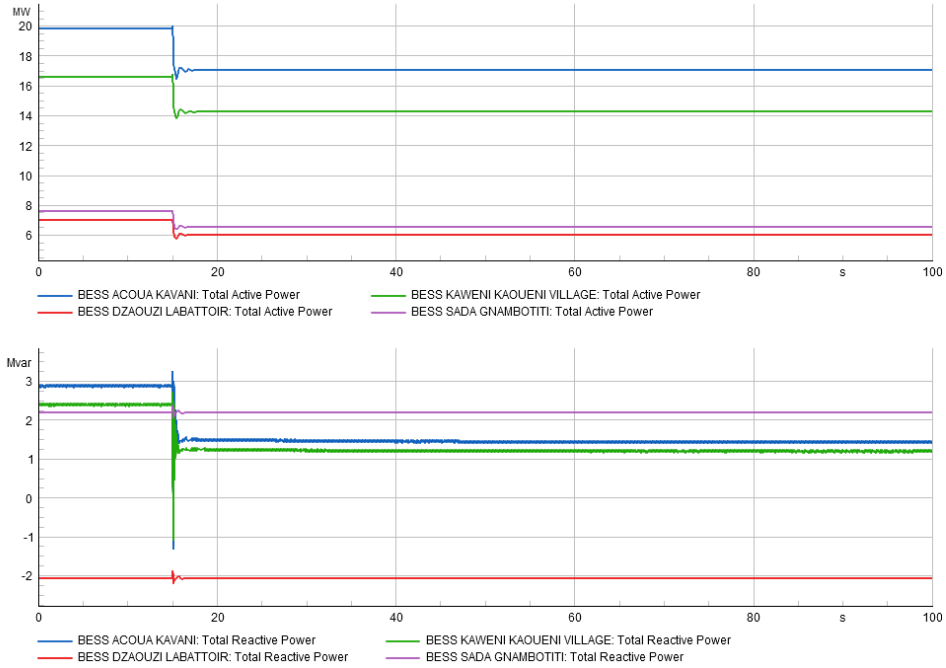


Figure 187: Puissance Active et reactive_BESS_scénario3_point 03_perte d'une ligne

Lorsqu'une défaillance survient sur la ligne la plus chargée du réseau, les simulations montrent que toutes les grandeurs se rétablissent rapidement à la stabilité en moins de 3 secondes. Ce rétablissement rapide témoigne de la résilience du système électrique face à des événements perturbateurs.

Durant cette défaillance, les batteries jouent un rôle essentiel en contribuant à un retour rapide à la stabilité grâce à leur capacité de stockage d'énergie. Cette capacité d'adaptation souligne l'importance cruciale d'une gestion dynamique des ressources pour maintenir la fiabilité du réseau électrique.

Les graphiques montrent que la tension demeure dans la plage admissible, ce qui reflète le fonctionnement normal du système. Cette stabilité de la tension est essentielle pour garantir le bon fonctionnement des équipements connectés et éviter toute perturbation indésirable de la qualité de l'énergie fournie.

Pour le scénario 3, la centrale géothermique de PAMANDZI de 40 MW joue un rôle crucial dans la stabilité et la fiabilité du réseau électrique, en plus de sa contribution à l'alimentation électrique de l'île. La centrale contribue en effet à l'apport d'inertie sur le réseau.

La perte subite de cette centrale entraînerait inévitablement une chute de fréquence, mettant en péril le fonctionnement de l'ensemble du système électrique. Face à cette éventualité, il est recommandé de mettre en place deux systèmes de production et d'évacuation electrique pour la centrale géothermique PAMANDZI, ce qui permettrait d'écarter la possibilité de la perte de la totalité de la centrale.

La mise en place de convertisseurs Grid-forming, au niveau des batteries et l'intégration de compensateurs synchrones avec un moment d'inertie total de 1212 kgm^2, permettrait d'améliorer la stabilité en cas de perte de la centrale géothermique.

2.6.4 Scénario 4 :

2.6.4.1 Point 4-1 : Pic de demande 2050 observé en l'absence d'injection de machines tournante

2.6.4.1.1 Cas d'étude n°1 : Stabilité transitoire du système sur perte de production soudaine

Les courbes d'évolution de la fréquence et des tensions du réseau sont présentées ci-dessous (Perte de la centrale PV SADA de 19.1MW)

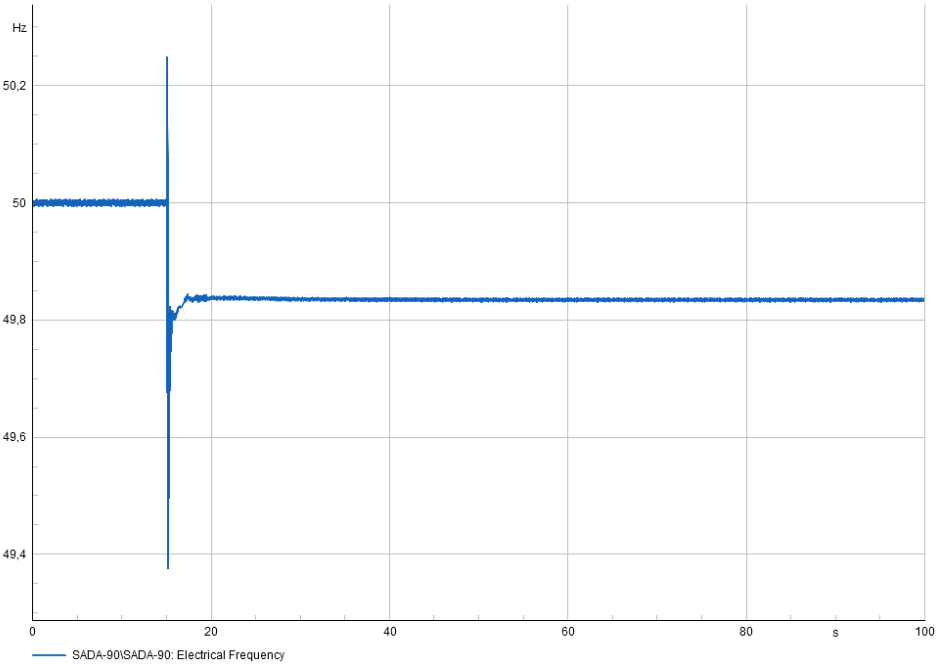


Figure 188: Fréquence scénario 4_point 01_perte de production soudaine

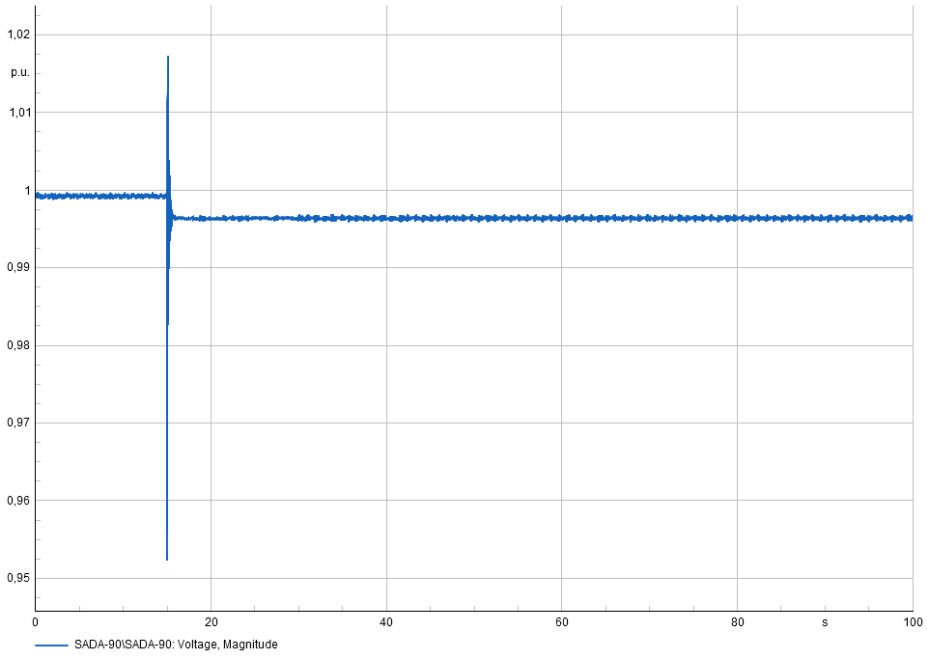


Figure 189: Tension _scénario4_point 01_perte de production soudaine

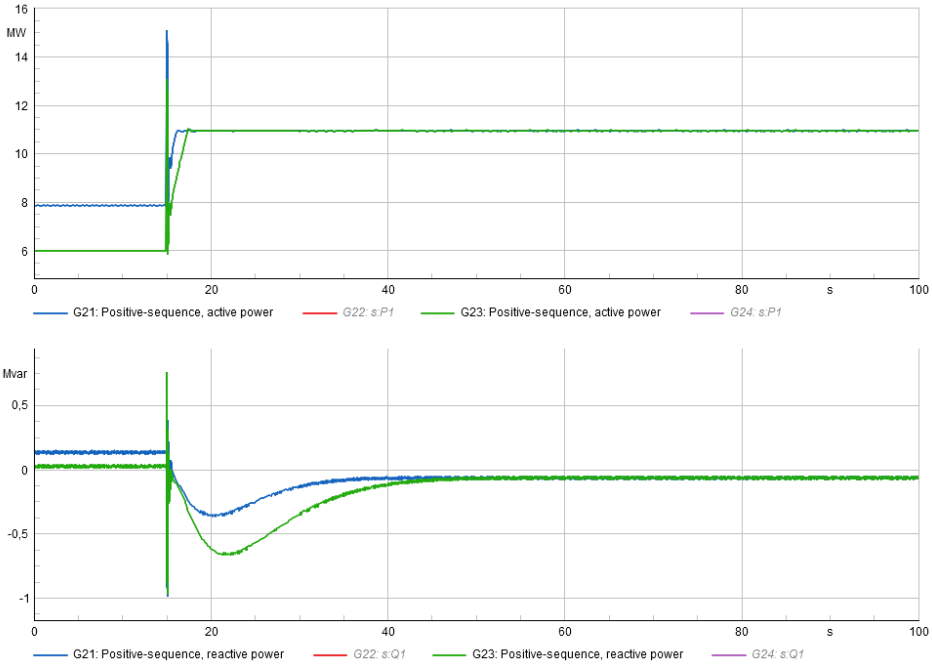


Figure 190: Puissance Active et reactive_Generateurs_scénario 4_point 01_perte de production soudaine

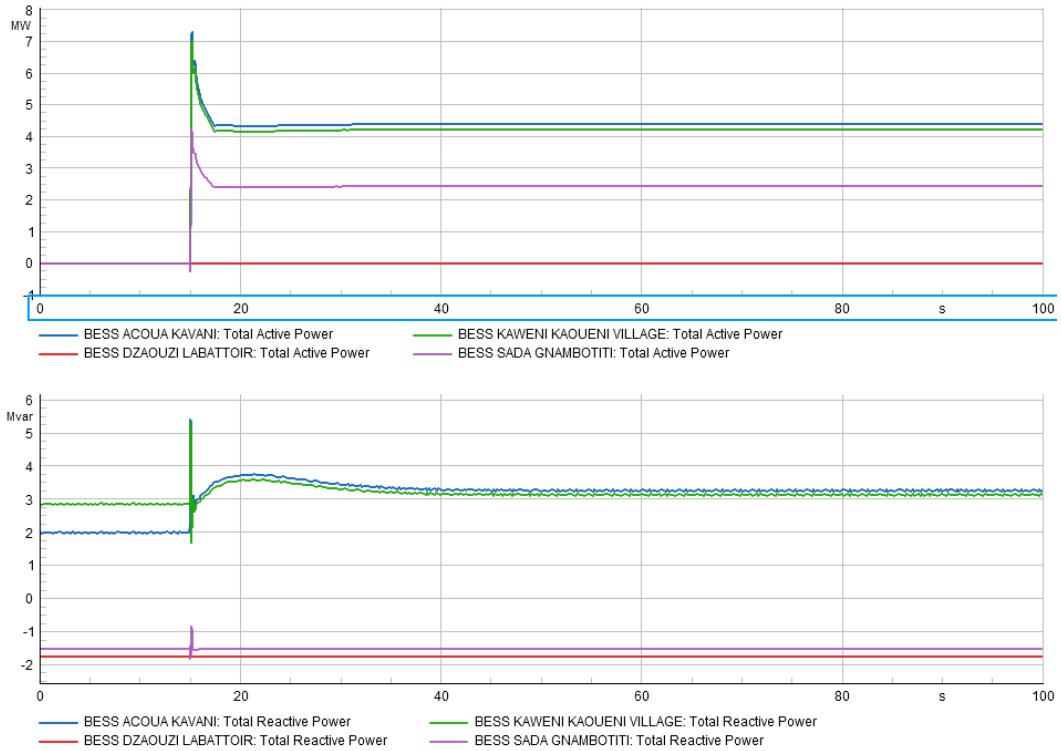


Figure 191: Puissance Active et reactive_BESS_scénario4_point 01_perte de production soudaine

Les résultats des simulations indiquent que les grandeurs observées reviennent rapidement à la stabilité en moins de 3 secondes après le déclenchement de la perte de production. Ce retour à la stabilité est essentiel pour maintenir la fiabilité et la sécurité du réseau électrique.
La réserve de puissance nécessaire pour compenser la perte est principalement fournie par les batteries. Grâce à leur grande capacité installée, les batteries assurent une réponse rapide et efficace, contribuant ainsi à maintenir la stabilisation de la fréquence du réseau. Cette réactivité est cruciale pour minimiser les perturbations et assurer une transition vers un état stable du système.
Les graphiques montrent que la tension reste dans la plage de fonctionnement normal du réseau. Cette stabilité de la tension est essentielle pour garantir le bon fonctionnement des équipements connectés au réseau et éviter les fluctuations indésirables de la qualité de l'énergie fournie.

2.6.4.1.2 Cas d'étude n°2 : perte d'une ligne chargée

La ligne la plus chargée se situe au niveau du PS KAWENI (PS KAWENI- CARRIERE MASSAKINI-PLATEAU SPORTIF) avec un transit de puissance active de 7.4MW et de 2.3MVAr de réactif.

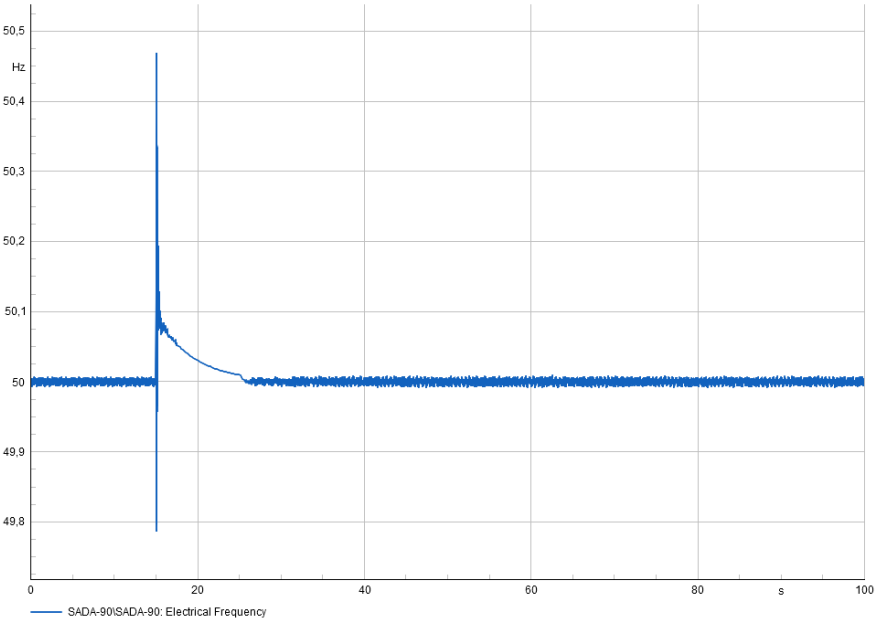


Figure 192: Fréquence_scénario4_point 01_ perte d'une ligne chargée

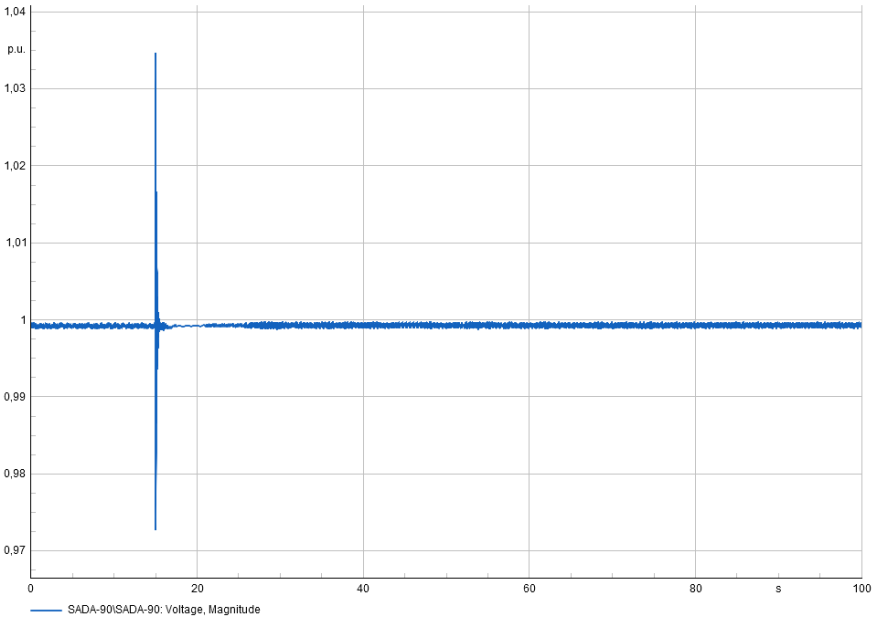


Figure 193 : Tension _scénario4_point 01_ perte d'une ligne chargée

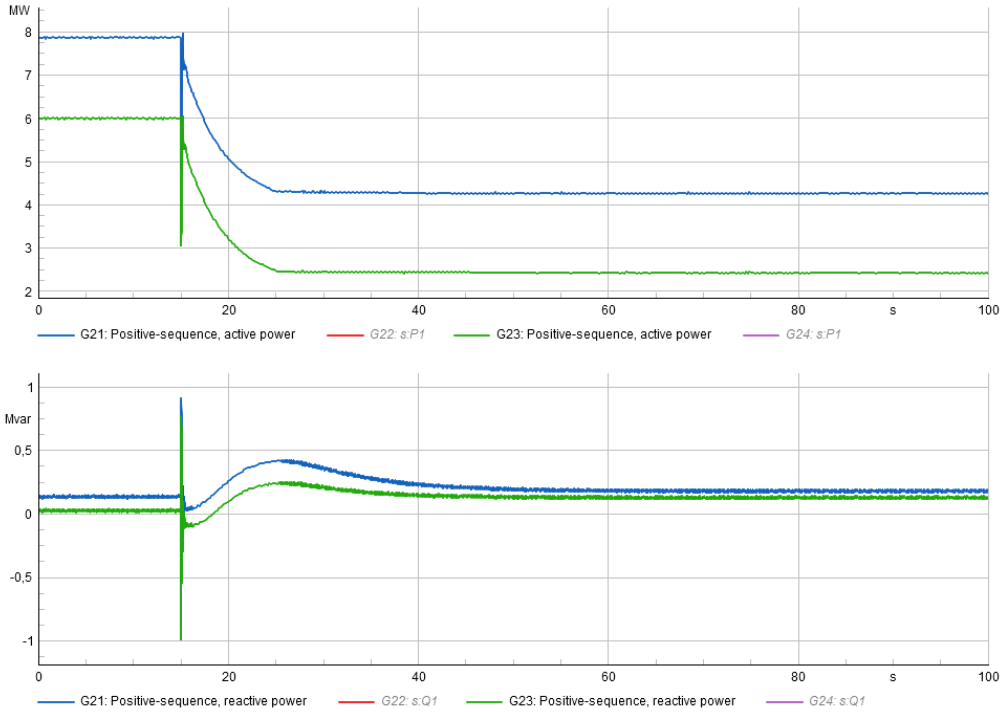


Figure 194: Puissance Active et reactive_Génerateurs_scénario 4_point 01_ perte d'une ligne chargée

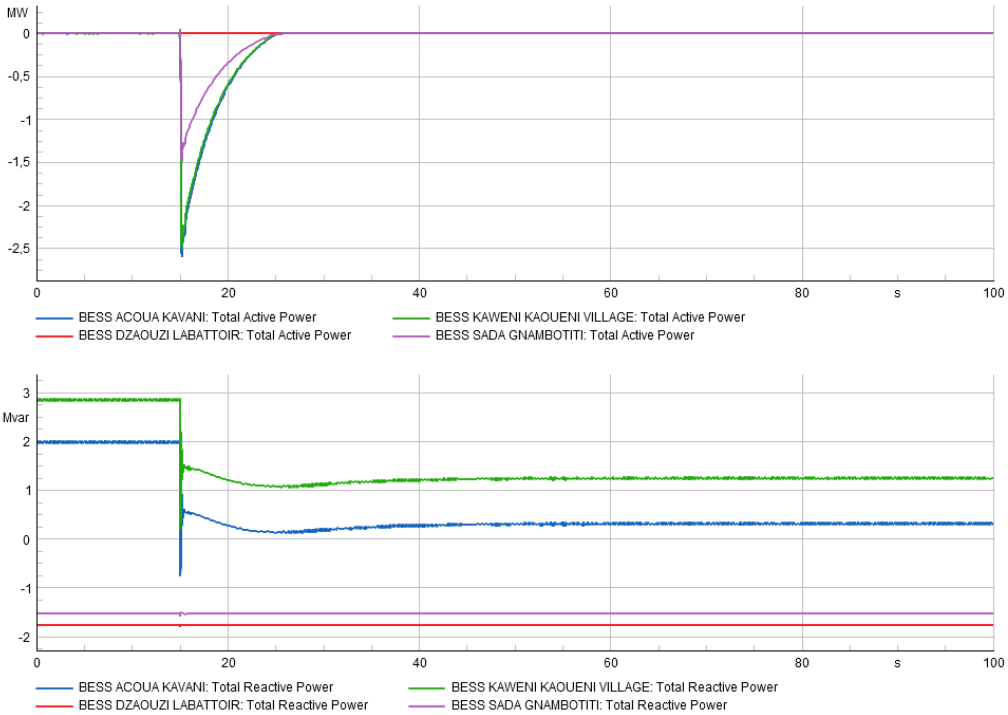


Figure 195 : Puissance Active et reactive_BESS_scénario 4_point 01_ perte d'une ligne chargée

Dans le cas d'une défaillance sur la ligne la plus chargée du réseau, les simulations démontrent que les différentes grandeurs se rétablissent rapidement à la stabilité en moins de 10 secondes. Cette rapidité de rétablissement est remarquable et témoigne de la robustesse du système face à des événements perturbateurs.

Le réseau de Mayotte ayant une structure arborescente, la perte d'une ligne entraine une perte de charge sur le réseau. A la suite de cette défaillance, la réduction de la puissance de production des groupes permet de compenser la perturbation, contribuant ainsi au retour rapide à la stabilité.

Cette capacité d'ajustement démontre l'importance d'une gestion dynamique des réserves à la hausse et à la baisse pour maintenir la fiabilité du réseau électrique.
Les graphiques montrent que la tension reste dans la plage de fonctionnement normal du système grâce à la régulation de réactif apporté par les groupes tournants et aux onduleurs des installations de stockage et de production renouvelable.

2.6.4.2 Point 4-2 : Productions agrégées par poste source au point critique 2050 : Plus faible inertie observée pendant le pic d'injection à l'échelle d'une centrale

2.6.4.2.1 Cas d'étude n°1 : Stabilité transitoire du système sur perte de production soudaine

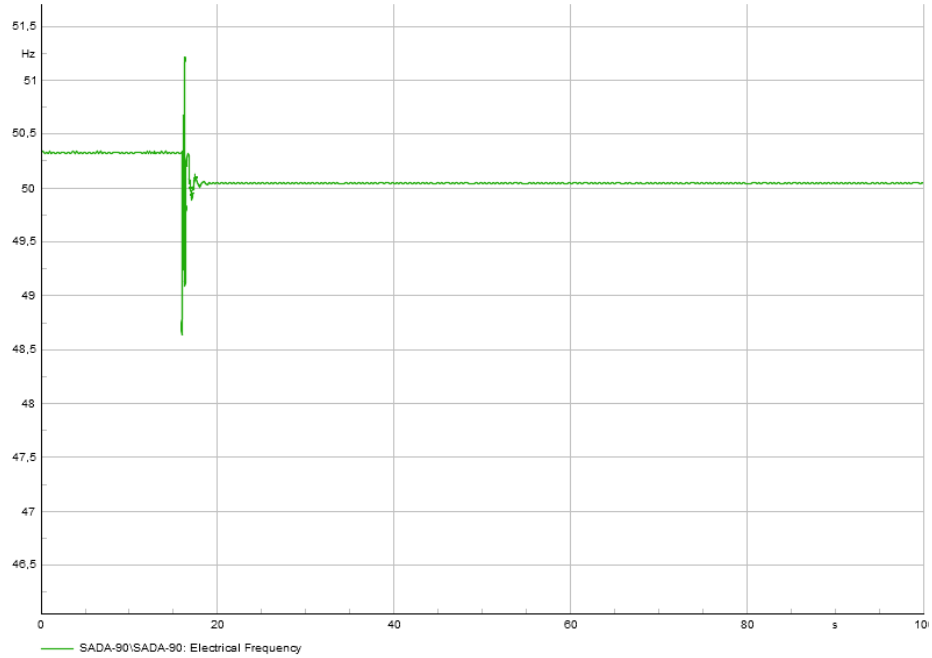


Figure 196: Fréquence scénario 4_point 02_perte de production soudaine

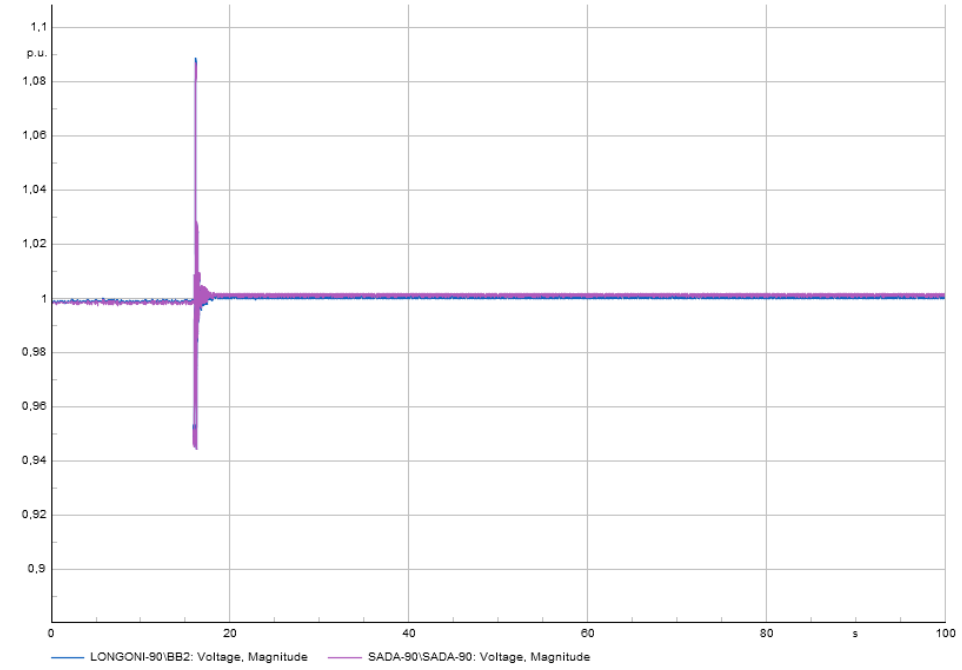


Figure 197 : Tension_scénario4_point 02_perte de production soudaine

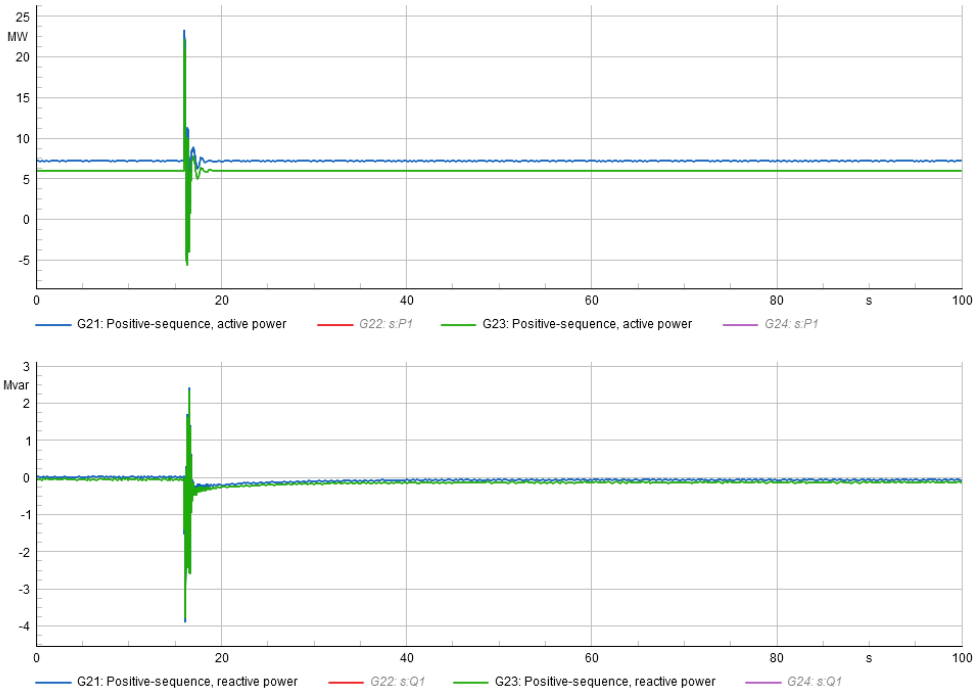


Figure 198: Puissance Active et reactive_Génerateurs_scénario 4_point 02_perte de production soudaine

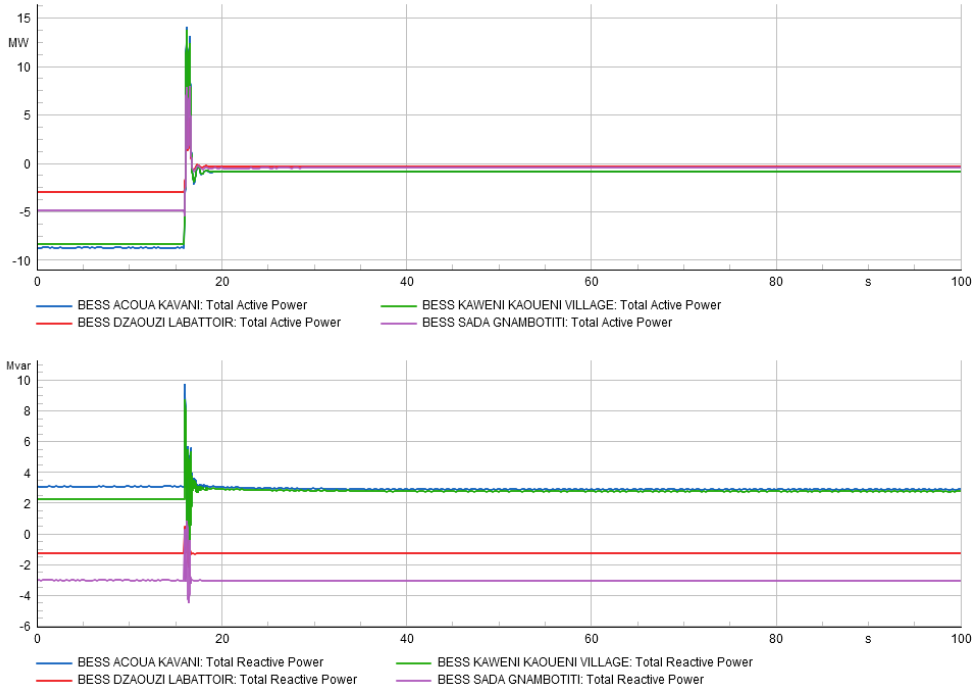


Figure 199 : Puissance Active et reactive_BESS_scénario4_point 02_perte de production soudaine

Les courbes représentant l'évolution de la fréquence et des tensions du réseau sont présentées ci-après pour la perte de production de la centrale PV au poste KAOUINI VILLAGE, évaluée à 32 MW.
Les résultats des simulations démontrent que les paramètres observés reviennent à un état de stabilité en moins de 3 secondes après le déclenchement de la perte de production. Ce retour à la stabilité est d'une importance capitale pour garantir la fiabilité et la sécurité du réseau électrique.
La compensation de la perte de production sollicite principalement les batteries, qui fournissent la réserve de puissance nécessaire. Avec leur capacité installée significative, les batteries assurent une réaction rapide et efficace, jouant ainsi un rôle crucial dans le maintien de la stabilité de la fréquence du réseau. Cette réactivité est essentielle pour atténuer les perturbations et permettre une transition fluide vers un état stable du système.
Les graphiques montrent que la tension reste dans la plage de fonctionnement normale du réseau grâce à la régulation de réactif apporté par les groupes tournants et aux onduleurs des installations de stockage et de production renouvelable.

2.6.4.2.2 Cas d'étude n°2 : perte d'une ligne chargée

La ligne la plus chargée se situe au niveau du PS KAWENI (PS KAWENI- CARRIERE MASSAKINI-PLATEAU SPORTIF), avec un transit de puissance active de 7.4MW et de 2.3MVAr de réactif.

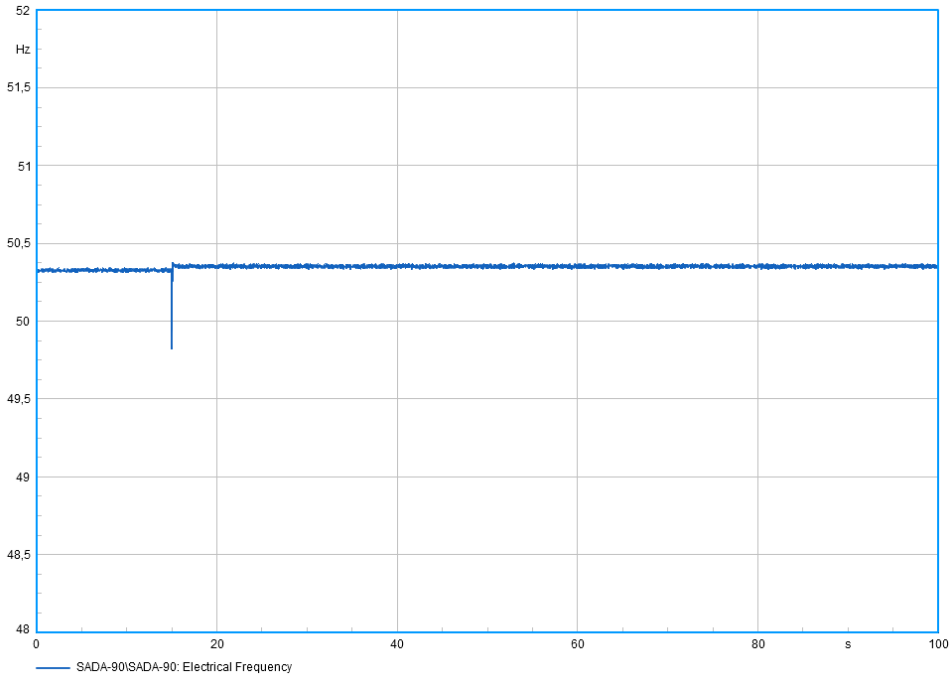


Figure 200: Frequence_scénario4_point 02_ perte d'une ligne chargée

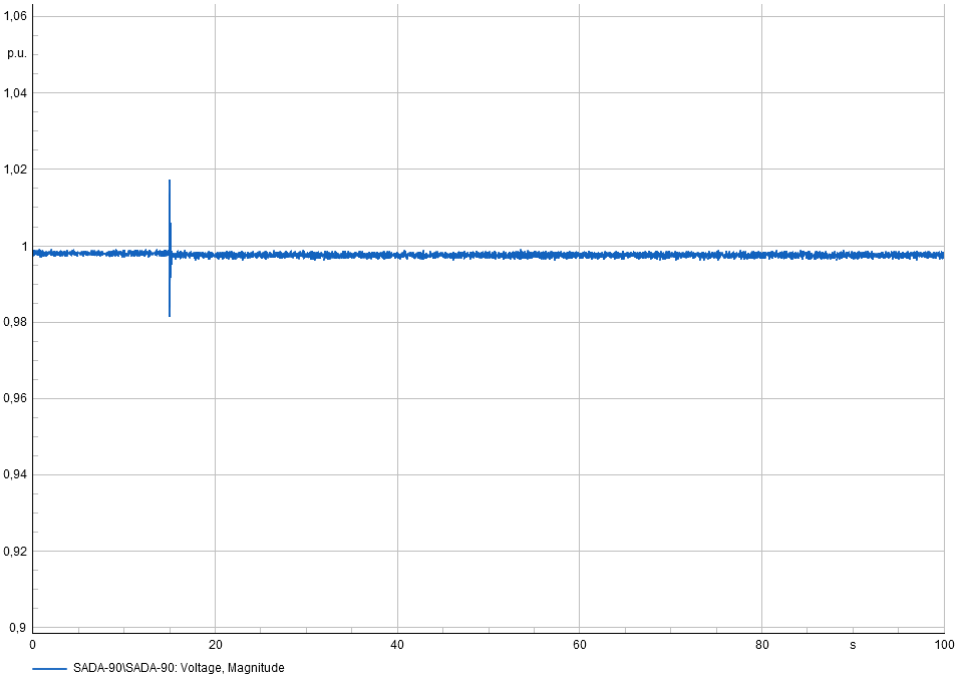


Figure 201:Tension _scénario4_point 04_ perte d'une ligne chargée

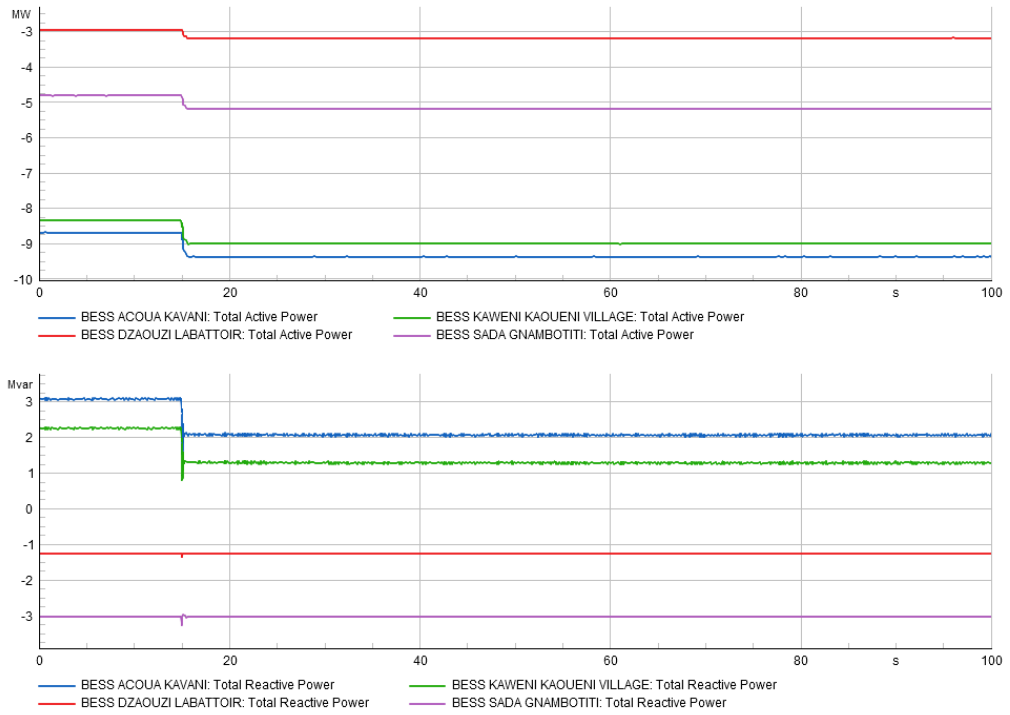


Figure 202: Puissance Active et reactive_BESS_scénario4_point 02_ perte d'une ligne chargée

Lorsqu'une défaillance survient sur la ligne la plus chargée du réseau, les simulations montrent que toutes les grandeurs se rétablissent rapidement à la stabilité en moins de 3 secondes, ce qui témoigne de la résilience du système électrique face à des événements perturbateurs.
Durant cette défaillance, les batteries jouent un rôle essentiel en contribuant la fourniture de réserve, ce qui met en avant l'importance d'une gestion dynamique des réserves pour maintenir la fiabilité du réseau électrique.
Les graphiques montrent que la tension demeure dans la plage admissible, ce qui reflète le fonctionnement normal du système. Cette stabilité en tension est essentielle pour garantir le bon fonctionnement des équipements connectés et éviter toute perturbation sur la qualité de l'énergie fournie.

2.6.4.3 Point 4-3 : Pic de demande observée en période d'injection maximale des batteries

2.6.4.3.1 Cas d'étude n°1 : Stabilité transitoire du système sur perte de production soudaine

Les courbes d'évolution de la fréquence et de la tension du réseau sont présentées ci-dessous (Perte de la centrale géothermique PAMANDZI 40MW).
Deux alternateurs de 14 MVA ont été mis en service à vide et utilisés comme compensateurs synchrones, avec un moment d'inertie totale de 1212kgm^2.
Les courbes d'évolution de la fréquence et de la tension du réseau, consécutives à la perte de la centrale géothermique de Pamandzi, d'une capacité de 40 MW, sont présentées ci-dessous.

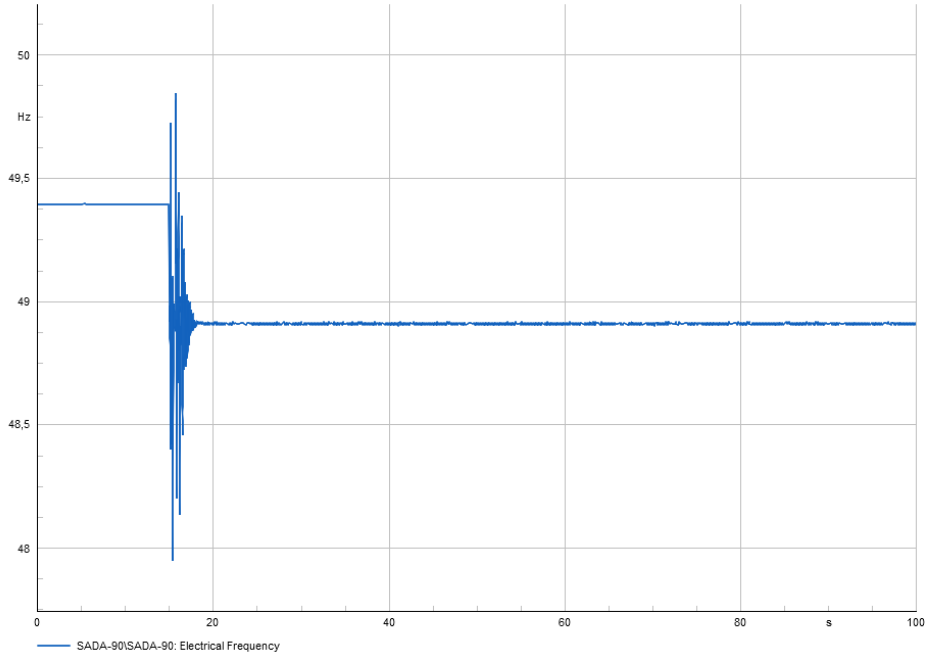


Figure 203 : Fréquence_scénario4_point 03_perte de production soudaine

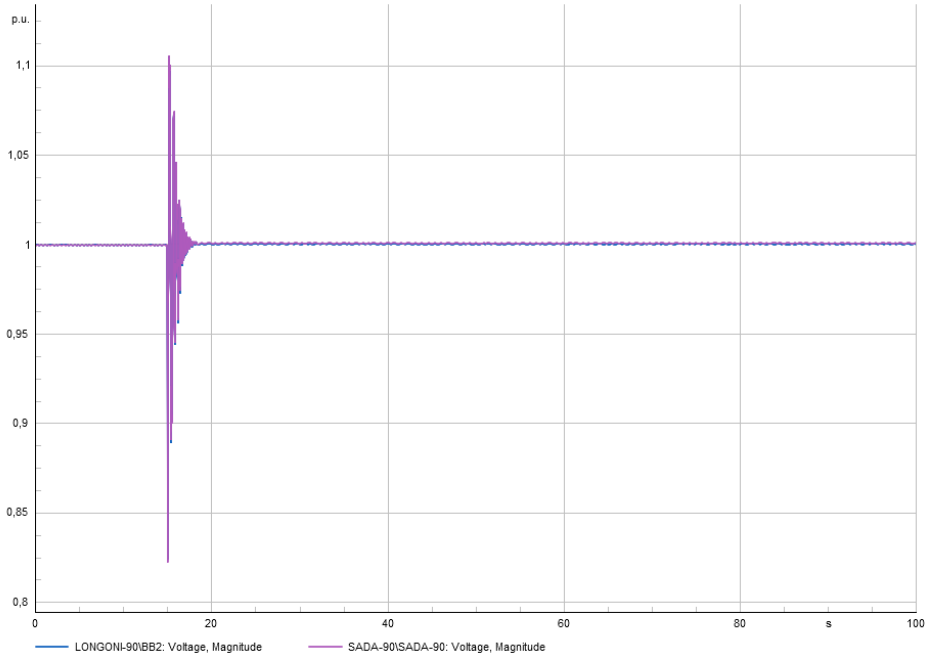


Figure 204 : Tension _scénario4_point 03_ perte de production soudaine

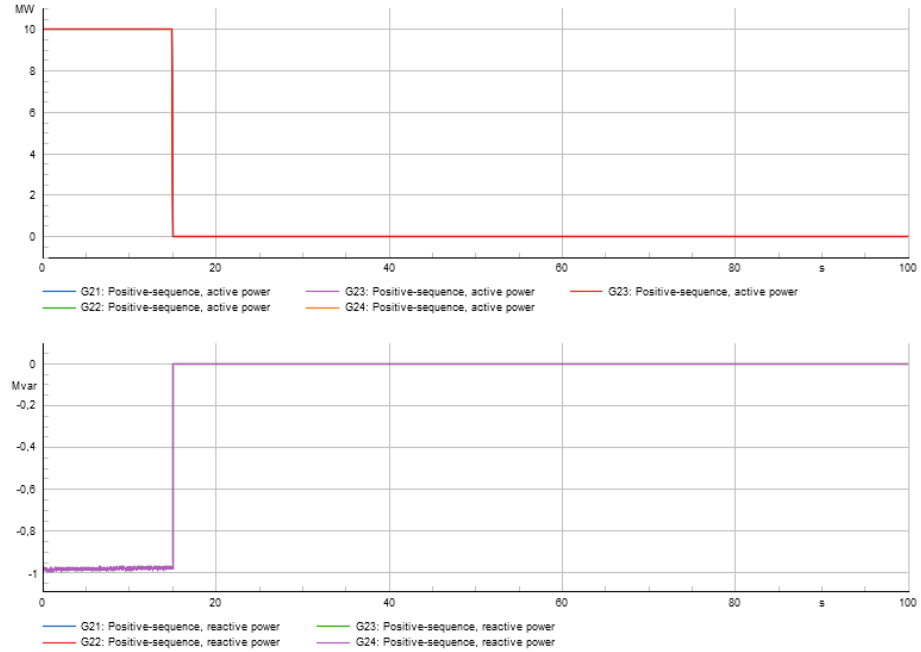


Figure 205: Puissance Active et reactive_Génerateurs_scénario4_point 03_perte de production soudaine

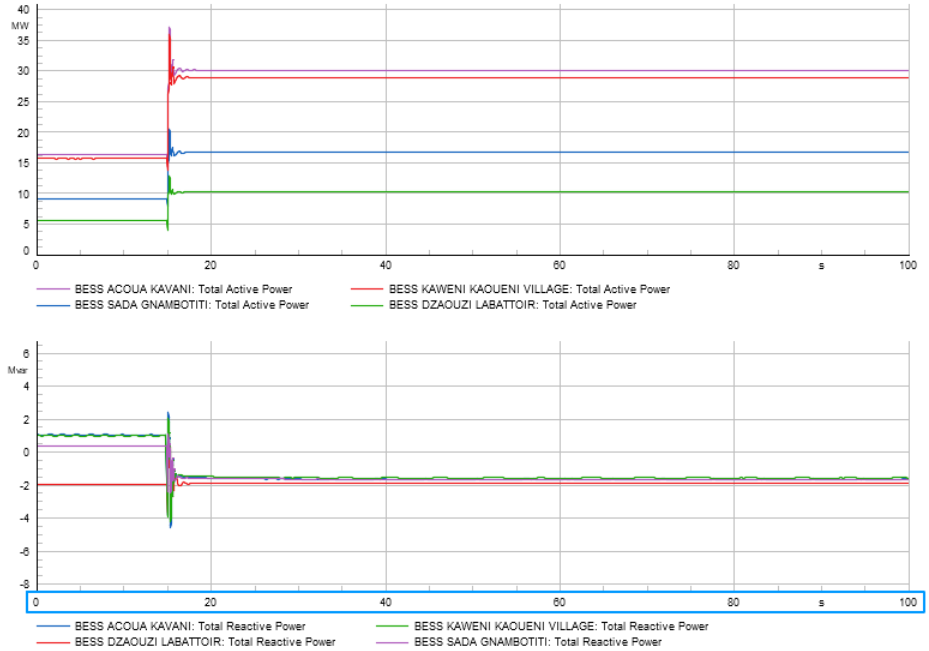


Figure 206 : Puissance Active et reactive_BESS_scénario4_point 03_perte de production soudaine

Les résultats des simulations démontrent que les grandeurs observées se stabilisent rapidement, en moins de 3 secondes, après la perte de production. Ce retour rapide à la stabilité revêt une importance cruciale pour garantir la fiabilité et la sécurité du réseau électrique.

La réserve de puissance nécessaire pour compenser cette perte est principalement fournie par les batteries. Grâce à leur capacité installée considérable, ainsi qu'aux générateurs à vide mis en service, ces dispositifs ont permis de fournir le moment d'inertie nécessaire pour assurer la stabilité du réseau.

2.6.4.3.2 Cas d'étude n°2 : perte d'une ligne chargée

La ligne la plus chargée se situe au niveau du PS KAWENI (PS KAWENI- CARRIERE MASSAKINI-PLATEAU SPORTIF) avec un transit de puissance active de 7.4MW et de 2.3MVAr de réactif.

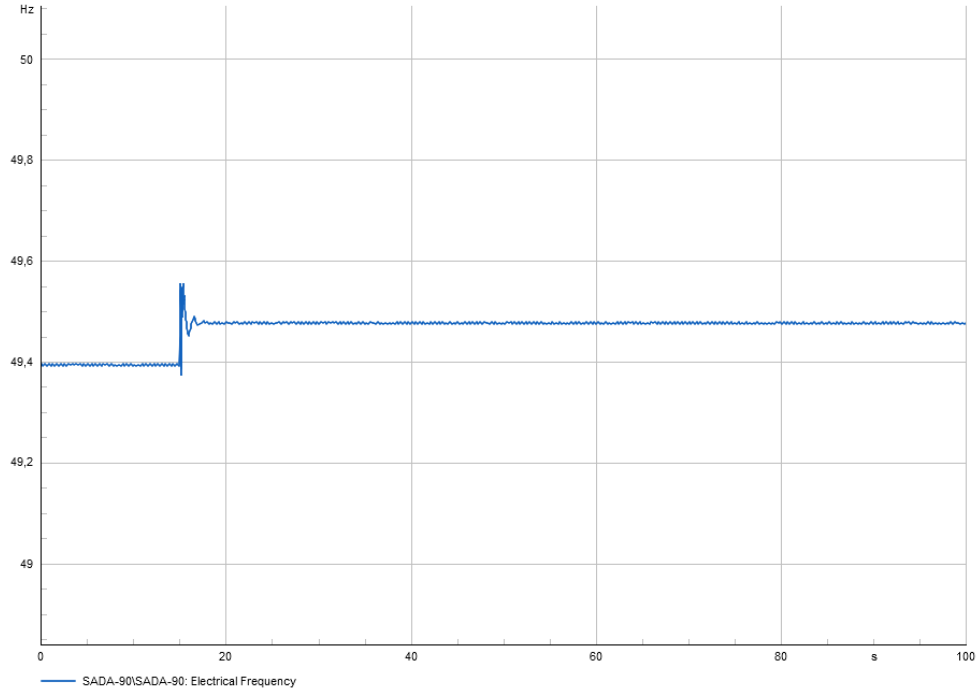


Figure 207 : Fréquence_scénario4_point 03_ perte d'une ligne chargée

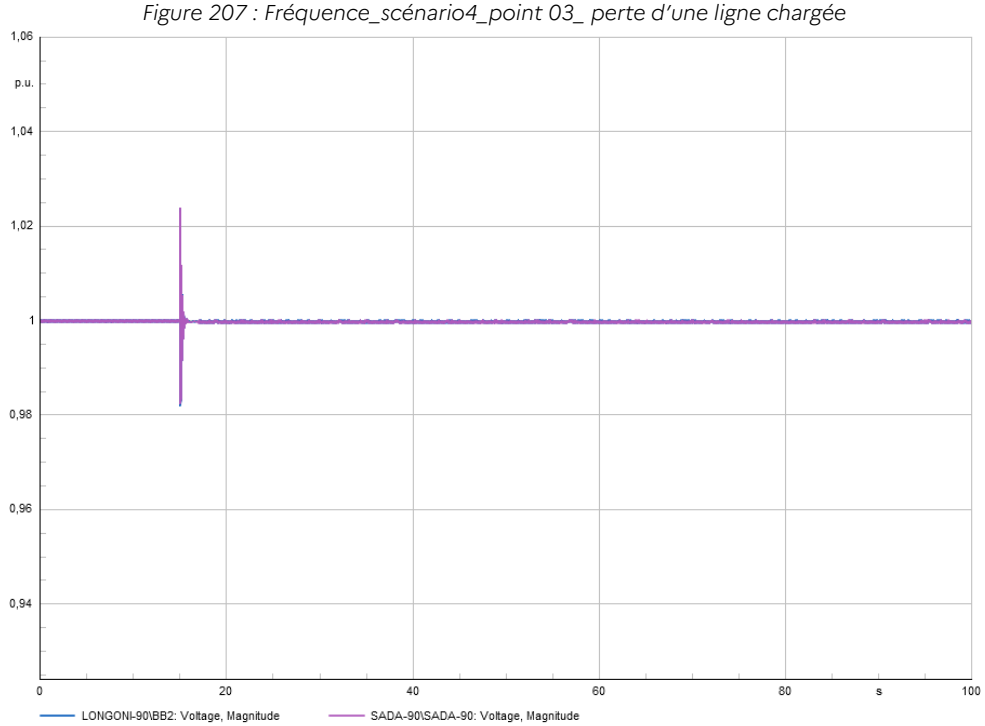


Figure 208 : Tension _scénario4_point 03_ perte d'une ligne chargée

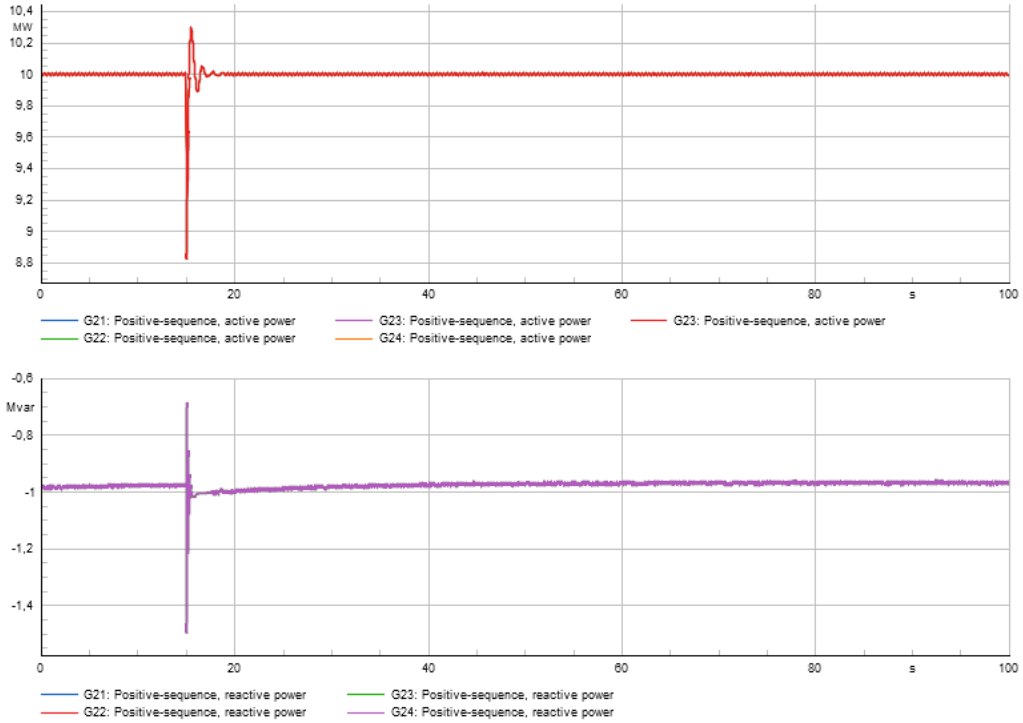


Figure 209 : Puissance Active et reactive_Generateurs_scénario4_point 03_ perte d'une ligne chargée

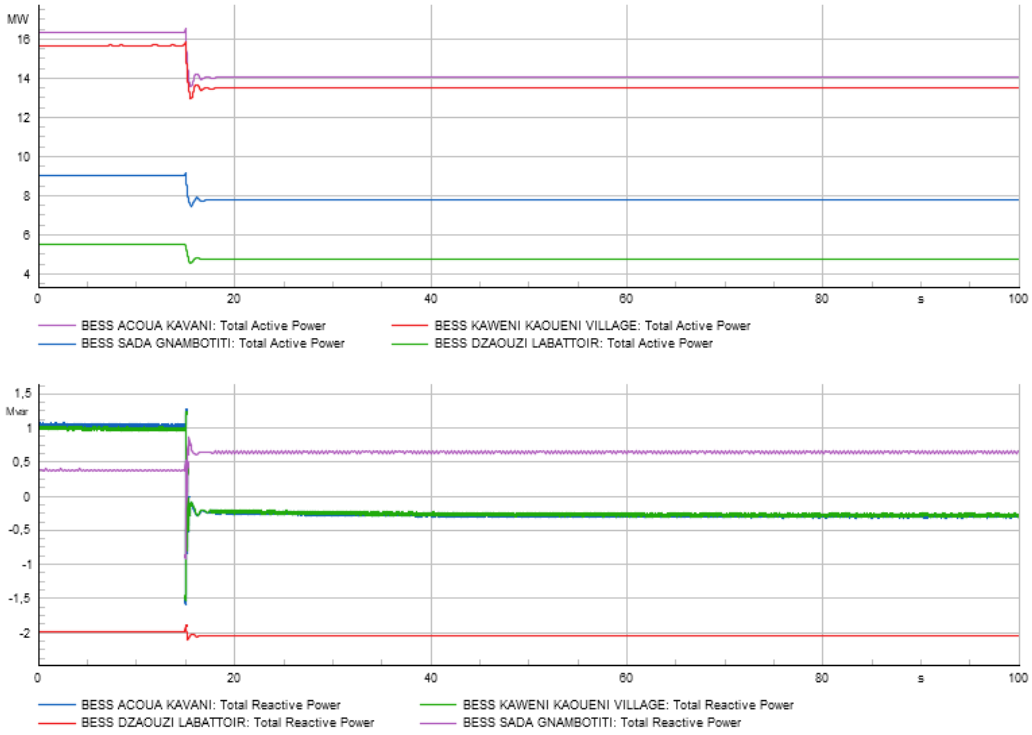


Figure 210 : Puissance Active et reactive_BESS_scénario4_point 03_ perte d'une ligne chargée

Lorsqu'une défaillance survient sur la ligne la plus chargée du réseau, les simulations montrent que les grandeurs se stabilisent en moins de 5 secondes, ce qui témoigne de la résilience du système électrique face à des événements perturbateurs.

Durant cette défaillance, les batteries jouent un rôle essentiel en contribuant à un retour rapide à la stabilité grâce à leur capacité de stockage d'énergie. Cette capacité d'adaptation souligne l'importance cruciale d'une gestion dynamique des réserves pour maintenir la fiabilité du réseau électrique.

Les graphiques montrent que la tension demeure dans la plage admissible, ce qui reflète le fonctionnement normal du système.

Pour le scénario 4, la centrale géothermique PAMANDZI de 40 MW joue un rôle crucial dans la stabilité et la fiabilité du réseau électrique. En plus de sa contribution directe à la production électrique (la seule réserve tournante existante sur ce point), cette centrale est la seule source d'inertie permettant de maintenir la stabilité de la fréquence du réseau.

La perte subite de cette centrale entraînerait inévitablement une chute de fréquence, mettant en péril le fonctionnement de l'ensemble du système électrique.

Face à cette éventualité, deux solutions sont envisageables pour maintenir la fréquence dans sa plage nominale. La première option consiste à mettre en place deux systèmes distincts de distribution pour cette centrale Géothermie PAMANDZI. Ainsi, si un problème survient sur l'un des plans, l'autre plan peut continuer à fonctionner de manière autonome, évitant ainsi une interruption totale de cette centrale,
La 2éme solution est de mettre en place des dispositifs de régulation du réseau, tels que des convertisseurs Grid-forming, au niveau des batteries. La deuxième possibilité serait d'utiliser des compensateurs synchrones avec un moment d'inertie totale de 1212kgm^2 pour stabiliser la fréquence du réseau en cas de perte de la centrale géothermique.

A3. Etude des conditions d'obtention d'un ruban garanti à partir d'ENR météo-dépendantes

L'objectif de cette partie est d'étudier les conditions techniques et économiques optimales – c'est-à-dire de moindre coût – permettant de garantir la production d'électricité d'un ruban d'1 MW – de façon équivalente à une centrale thermique conventionnelle – dans le périmètre de chaque poste source de Mayotte à partir de ressources renouvelables météo-dépendantes.

3.1 Principe d'évaluation du ruban garanti

3.1.1 Paramétrage du modèle d'optimisation du ruban garanti

Cette analyse s'appuie sur la mise en œuvre d'un outil d'optimisation de la suite CLE[13] permettant de créer un modèle d'optimisation pour lequel nous implémentons :

- des technologies de production d'électricité représentant les ressources disponibles pour chaque poste source parmi les filières éolienne et photovoltaïque,
- une technologie de stockage, ici batterie Li-Ion,
- les paramètres économiques pour chaque technologie (résumés dans le tableau 1),
- ainsi qu'un jeu de facteurs de charge de production solaire et éolien au pas de temps horaire calculé sur la base de l'historique des 69 années de données météo pour les sites potentiels respectifs de chaque filière associées à chaque poste source.

Cependant, afin de limiter les temps de calcul à des niveaux acceptables, nous avons évalué ce mix énergétique optimal sur un échantillon représentant l'année la plus défavorable parmi les 69 années passées disponibles dans la banque de mesures. Le choix de cet échantillon défavorable est discuté dans la partie 1.1.2.

Le parc optimisé ainsi obtenu pour chaque poste source est ensuite testé sur l'ensemble des chroniques disponibles (69 années) afin d'en valider la fiabilité.

3.1.2 Choix de l'échantillon défavorable

[13] CLE-OPT

Plusieurs options sont possibles afin de sélectionner l'année la plus défavorable. De par notre expérience, notre choix s'est porté sur l'année contenant la séquence de sept jours consécutifs avec le potentiel moyen (tous potentiels considérés) le plus faible. Ce choix permet de récupérer la période la plus critique afin de dimensionner le mix énergétique optimal.

3.2 Définition du mix énergétique optimal

3.2.1 Données économiques

Le tableau suivant rappelle les données économiques intégrées à la modélisation.

Tableau 69 Paramètres économiques 2020 pris en compte pour l'évaluation des rubans garantis

Eolien - Onshore standard	
Investissement (€/W)	1.5
Charges fixes annuelles (€/kW)	62
Charges variables (€/kWh)	0
Durée de vie considérée (an)	20
PV - Centrale au sol	
Investissement (€/W)	1.012
Charges fixes annuelles (€/kW)	17.6
Charges variables (€/kWh)	0
Durée de vie considérée (an)	25
Batteries – 2h	
Investissement (€/Wh)	0.61
Charges fixes annuelles (€/kW)	0
Charges variables (€/kWh)	0.014
Durée de vie considérée (an)	30

Nous rappelons ici que ces hypothèses économiques sont à considérer hors taxe et impôt, c'est-à-dire du point de vue de la collectivité.

3.2.2 Potentiels par poste source

Pour finaliser le modèle, on recense les potentiels favorables et sous compromis suivants:

- Le potentiel solaire correspond aux potentiels solaires totaux exceptés les petites et moyennes toitures favorables et sous compromis.
- Le potentiel éolien correspond aux potentiels terrestres standard favorables et sous compromis.

Ces potentielles installations sont considérées dans une optique « nouvelles centrales ». On suppose alors que des conditions tarifaires liées au Ruban Garanti peuvent être négociées, en excluant ainsi les installations existantes

Nous considérons une filière lorsqu'il existe un potentiel non nul sur le poste source, selon la répartition des potentiels donnés dans le tableau suivant pour chaque poste source. Notons que selon le poste source considéré, l'accès aux filières de production peut être exclu pour la filière éolienne (potentiel nul).

Tableau 70 Répartition des potentiels solaires et éolien en fonction des postes sources (poste source sans potentiel renouvelables)*

Postes Sources	Capacité maximale des centrales au sol (MW)	Capacité maximale des éoliennes onshore standards (MW)
Acoua	0.05	4.00
Bandraboua	0.72	0.00
Bandrele	0.17	2.00
Boueni	0.20	0.00
Bouyouni	0.65	0.00
Chiconi	3.84	0.00
Chirongui	0.44	0.00
Coconi	2.89	0.00
Dembeni	0.52	11.00
Dzaoudzi	5.54	0.00
Dzoumonye	3.23	0.00
Kahani	0.32	0.00
KaniKeli	0.08	0.00
Kaweni	23.20	0.00
Koungou	4.14	0.00
Longoni	6.70	0.00
Mamoudzou	1.20	6.00
MTsamboro	0.18	6.00
MTsamoudou	0.02	0.00
MTsangamouji	0.84	0.00
Pamandzi	3.54	0.00
Passamainti	2.90	0.00
Sada	30.00	0.00
Tsararano	0.34	2.00
Tsingoni	10.67	0.00
Ouangani*	0.00	0.00

A partir du moment où il existe un potentiel non nul sur le poste source, l'optimisation du parc de production est réalisée indépendamment du niveau de ce potentiel pour garantir un ruban de production de 1 MW.
Le niveau du potentiel est pris en compte dans un second temps pour déterminer le niveau de la puissance du ruban garanti pouvant être produite sur le poste source dans des conditions optimales.

3.2.3 Résultat du mix énergétique optimal

L'optimisation permet alors de définir pour chaque poste source une puissance à installer optimale – c'est-à-dire de moindre coût – afin de fournir une demande constante de 1 MW. La figure suivante fournit la répartition optimale de puissance entre les technologies solaire, éoliennes et de stockage.

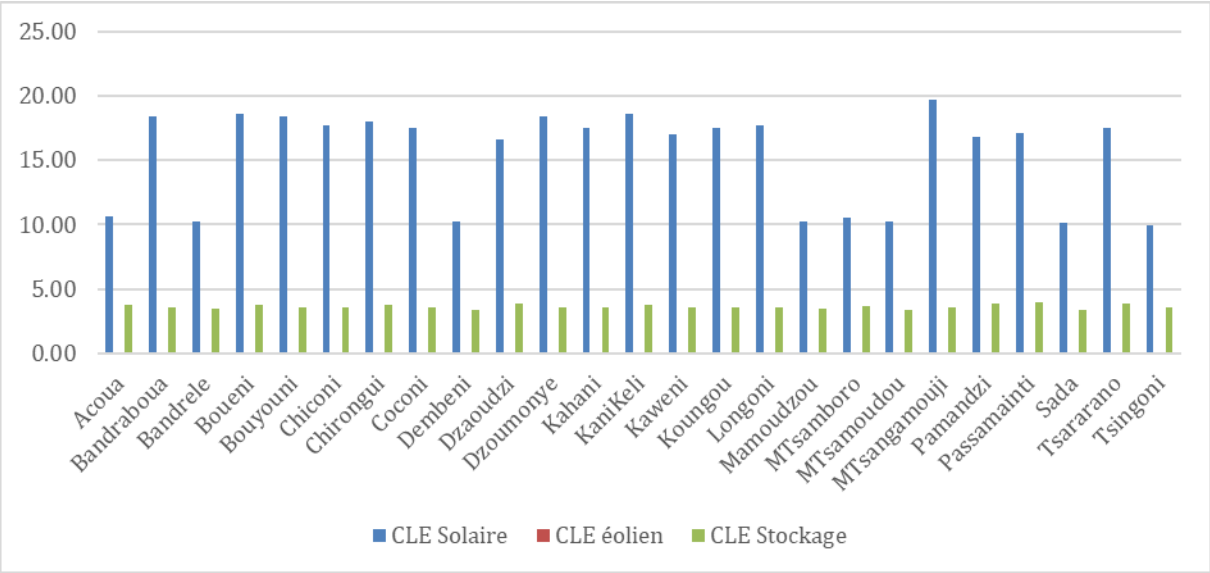


Figure 211 Répartition des parcs pour assurer une demande de 1MW

Tableau 71 Investissement en potentiel pour chaque poste source

Postes Sources	Solaire [MW]	Eolien [MW]	Stockage [MW]	Stockage [MWh]
Acoua	10.67	-	3.71	18.25
Bandraboua	18.46	-	3.59	27.36
Bandrele	10.22	-	3.41	19.90
Boueni	18.66	-	3.79	28.02
Bouyouni	18.46	-	3.59	27.36
Chiconi	17.68	-	3.58	27.66
Chirongui	17.97	-	3.79	26.97
Coconi	17.56	-	3.58	28.83
Dembeni	10.28	-	3.39	19.88
Dzaoudzi	16.61	-	3.88	28.90
Dzoumonye	18.46	-	3.59	27.36
Kahani	17.56	-	3.58	28.83
KaniKeli	18.66	-	3.79	28.02
Kaweni	17.01	-	3.58	28.82
Koungou	17.53	-	3.56	27.72
Longoni	17.68	-	3.58	27.08
Mamoudzou	10.28	-	3.46	20.33
MTsamboro	10.54	-	3.64	19.12
MTsamoudou	10.22	-	3.40	19.10
MTsangamouji	19.76	-	3.61	25.63
Pamandzi	16.84	-	3.85	29.06
Passamainti	17.11	-	4.00	28.34
Sada	10.10	-	3.40	18.72
Tsararano	17.47	-	3.86	28.11
Tsingoni	9.92	-	3.53	19.63

Le tableau suivant consigne les paramètres économiques au niveau de chaque poste source (niveau d'investissement et charges) correspondant à cette répartition de puissance :

Tableau 72 Paramètres économiques issus du mix énergétique optimal assurant le ruban garanti

Postes Sources	Investissement	Charges Fixes	Charges Variables
Acoua	13 058 950 €	187 725 €	67 220 €
Bandraboua	20 871 432 €	324 847 €	65 553 €
Bandrele	12 428 215 €	179 928 €	67 206 €
Boueni	21 194 009 €	328 354 €	65 510 €
Bouyouni	20 871 432 €	324 847 €	65 553 €
Chiconi	20 074 186 €	311 138 €	65 708 €
Chirongui	20 499 639 €	316 309 €	65 578 €
Coconi	19 949 028 €	308 972 €	65 675 €
Dembeni	12 467 541 €	180 877 €	67 360 €
Dzaoudzi	19 182 397 €	292 410 €	65 806 €
Dzoumonye	20 871 432 €	324 847 €	65 553 €
Kahani	19 949 028 €	308 972 €	65 675 €
KaniKeli	21 194 009 €	328 354 €	65 510 €
Kaweni	19 394 085 €	299 340 €	65 785 €
Koungou	19 912 115 €	308 486 €	65 691 €
Longoni	20 075 850 €	311 168 €	65 728 €
Mamoudzou	12 512 154 €	180 937 €	67 294 €
MTsamboro	12 892 158 €	185 568 €	67 564 €
MTsamoudou	12 414 012 €	179 807 €	67 291 €
MTsangamouji	22 192 719 €	347 710 €	65 223 €
Pamandzi	19 384 553 €	296 305 €	65 575 €
Passamainti	19 752 464 €	301 065 €	65 894 €
Sada	12 300 465 €	177 799 €	67 431 €
Tsararano	20 034 461 €	307 509 €	65 727 €
Tsingoni	12 185 299 €	174 518 €	67 491 €

On obtient alors la répartition suivante des coûts annualisés (amortissements et charges annuelles) pour un MWh pour chaque poste source :

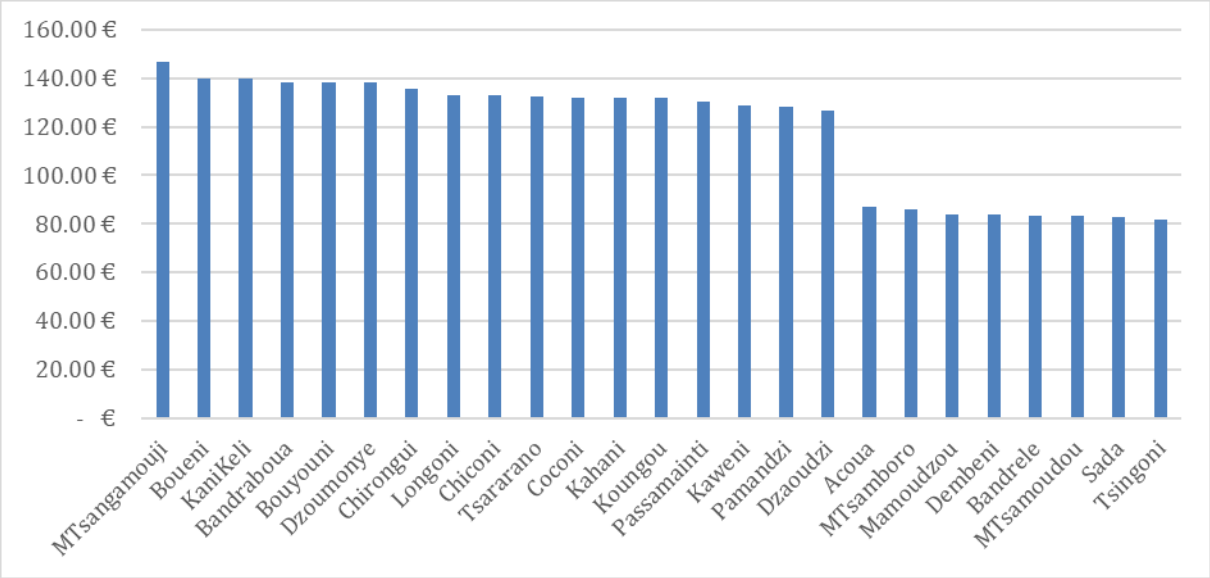


Figure 212 Répartition des coûts par MWh par poste source

3.2.4 Focus sur la période la plus défavorable

La période de 7 jours glissants la plus défavorable sur l'ensemble de l'historique météo commence le 108ème jour de l'année 1978.
Les graphiques suivants illustrent les profils de production normalisés du photovoltaïque et de l'éolien sur une période de 2 semaines débutant une semaine avant la période la plus défavorable pour deux postes sources.

Ils font apparaître une puissance PV maximale comprise entre 0.3 et 0.7 fois la puissance installée, et une puissance éolienne quasiment nulle sur l'ensemble de la période.
Cela montre qu'il y a malheureusement un mauvais foisonnement naturel sur la période critique entre ces deux filières, période qui est dimensionnante du point de vue d'un ruban garanti.
Cela explique que les niveaux de pénétration de l'éolien dans les investissements retenus par l'optimisation soient quasiment nuls : il ne peut pas compter sur une production éolienne pour réduire les capacités de stockage sur la période dimensionnante.

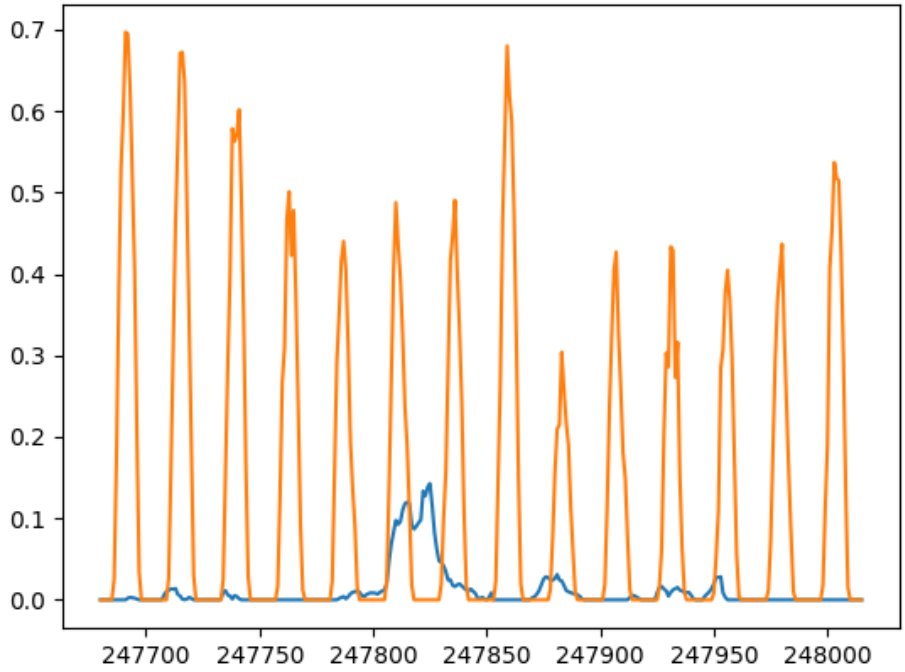


Figure 213 Chroniques normalisées de production des filières PV (orange) et éoliennes (bleu) sur les postes sources de Acoua (Abscisse : heures à partir du 101ème jour de l'année 1978 sur 2 semaines – Ordonnées : Puissance normalisée)

3.2.5 Validation du mix énergétique

Par la suite, nous testons la robustesse d'un tel mix sur l'ensemble des 69 années de chroniques météo afin de valider le niveau de défaillance. Pour cela, le parc de production optimisé par poste source est simulé sur l'ensemble des chroniques disponibles afin de récupérer la balance énergétique à l'échelle de chaque poste source. In fine, le nombre de défaillance est récupéré en tenant compte du nombre d'heure où le système n'est pas en mesure de fournir la demande de 1 MW.
Ci-après le nombre de défaillance par poste source obtenue après simulation, les taux de défaillance donnés ici sont les taux obtenus sur l'ensemble des 69 ans et non les taux annuels.

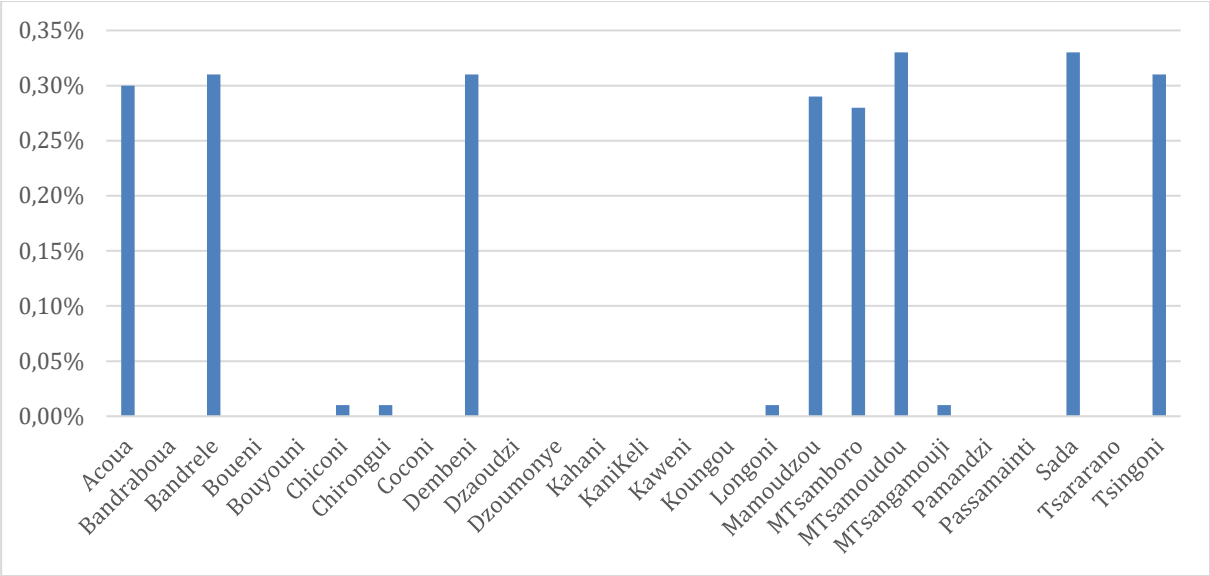


Figure 214 Taux de défaillance obtenue lors de la simulation sur l'ensemble des chroniques

Les défaillances observées sont quasiment inexistantes. Cela permet de confirmer la robustesse d'un tel mix vis-à-vis des variabilités météo sur les années considérées.
Enfin, pour déterminer les niveaux de puissance garantie optimale par poste source, nous prenons en compte les limites des potentiels de production solaire de tout type hors petites et moyennes toitures et des potentiels éoliens de type terrestre dans la capacité à déployer le parc optimisé, ce qui réduit ou augmente proportionnellement la puissance pouvant être garantie par poste source dans les conditions économiques optimales.
La figure suivante illustre le niveau de puissance garantie optimale par poste source.

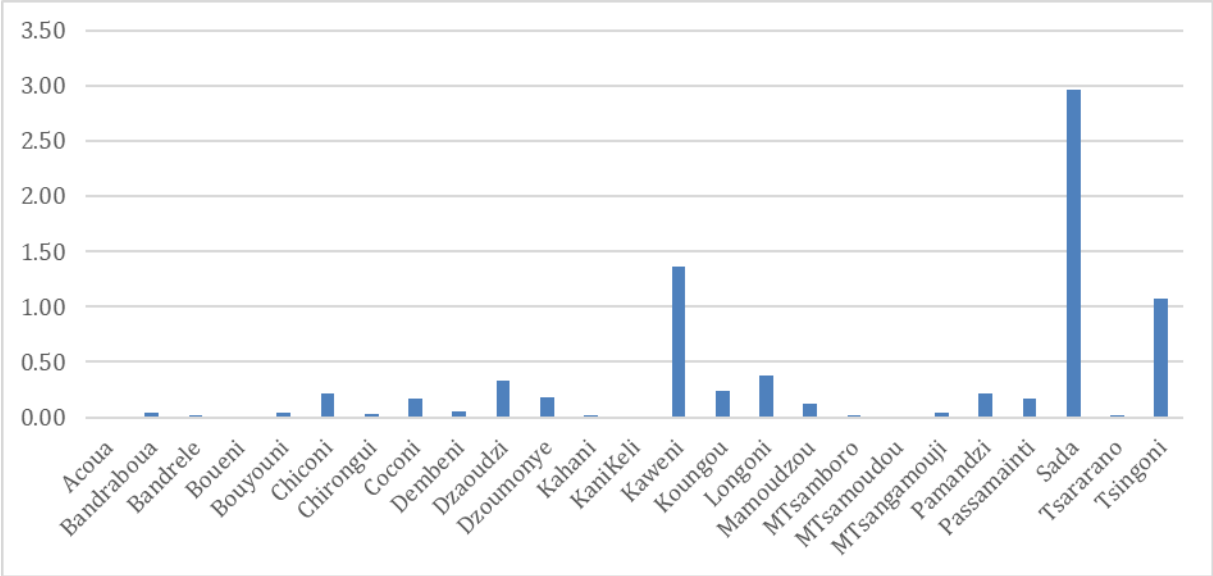


Figure 215 Ratio garanti par le mix énergétique optimal pour chaque poste source

3.3 Conclusion

En conclusion, cette étude montre qu'il est possible de garantir un ruban de 1 MW sur trois postes sources, à savoir Kaweni, Sada et Tsingoni, en fonction des capacités de production potentielles à l'horizon 2050. Les postes restants ne permettent pas de dépasser 0,4 MW.
Les investissements nécessaires pour les postes garantissant le ruban de 1MW sont estimés à :

- 128 €/MWh sur Kaweni
- 83 €/MWh sur Sada

- 82 €/MWh sur Tsingoni.