
VERS L'AUTONOMIE ENERGETIQUE EN ZONE NON INTERCONNECTEE A L'HORIZON 2030

Ile de La Réunion

Résumé exécutif

En partenariat avec :



ORDECSYS

Contexte

Au travers de la présente étude, l'ADEME souhaite apporter un éclairage technico-économique sur les conditions de réalisation des objectifs d'autonomie énergétique fixés par la Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV) à l'horizon 2030 pour les zones non interconnectées (ZNI). La faisabilité technique et économique de systèmes électriques insulaires reposant majoritairement sur les énergies renouvelables est étudiée dans une approche scientifique, à l'aide de modèles d'optimisation et de simulation. L'horizon temporel se situe en 2030, avec un travail de trajectoire sur la période de 2015 à 2030.

Cette étude se veut un outil d'aide à la décision pour les instances locales qui auront à effectuer des choix dans le cadre de leur politique énergétique. Il s'agit d'évaluer les implications techniques, organisationnelles et économiques d'un mix électrique très fortement renouvelable dans les territoires non interconnectés.

Cette étude, qui traite spécifiquement du système électrique, s'articule avec d'autres travaux menés en parallèle visant à apporter une analyse plus globale du potentiel d'autonomie énergétique (tout vecteurs énergétiques confondus). Ces autres travaux traitent notamment de l'évolution de la demande, de l'évolution des transports et des impacts socio-économiques.

Concernant le réseau électrique, les territoires insulaires ou Zones Non Interconnectées (ZNI) présentent de fortes particularités qui ont motivé le lancement de cette étude.

- ✓ Compétences Régionales en matière d'énergie.
- ✓ Opérateur électrique intégré.
- ✓ Coûts élevés de la production conventionnelle.
- ✓ Mix de production fortement carboné.
- ✓ Augmentation de la demande nettement plus élevée qu'en métropole.
- ✓ Système électrique à faible inertie, non ou faiblement interconnecté.
- ✓ Seuil des 30% d'ENR fluctuantes atteint.
- ✓ Moins bonne résolution des modèles météorologiques.

Par ces travaux, l'ADEME contribue à répondre aux questions suivantes :

- ✓ Est-il possible de fournir une électricité 100% renouvelable sur un territoire insulaire en 2030 ?
- ✓ Quel serait alors le parc de production optimal ?
- ✓ Quelle serait la répartition géographique des moyens de production ?
- ✓ Quel serait l'impact sur la CSPE et le coût de l'électricité pour le consommateur ?
- ✓ Quels seraient les besoins en termes d'infrastructure de réseau ?
- ✓ Quels seraient les besoins en moyens d'équilibrage et de services système ?

Méthodologie générale du projet pour les différentes ZNI

L'étude s'articule en trois grandes étapes :

1. La compilation de l'ensemble des données et la mise au point des règles de simulation ;
2. L'optimisation et simulation du système électrique ;
3. L'analyse des impacts technico-économique.

Pour analyser la sensibilité des résultats au contexte technico-économique et réglementaire, ces simulations ont été réalisées avec différents jeux de paramètres, sous la forme de 5 scénarios.

L'approche de modélisation de la demande s'appuie sur une description physique des parcs et des équipements des secteurs consommateurs d'énergie, et de leurs consommations spécifiques. Celle-ci permet de mesurer l'impact sur la demande finale des substitutions énergétiques (par exemple via le développement des véhicules électriques) d'une part, et d'évaluer l'amélioration de l'efficacité énergétique de chaque type d'usage d'autre part.

L'évaluation des potentiels ENR suit une démarche volontairement conservatrice. L'ensemble des contraintes existantes ont été maintenues : Espaces naturels protégés, Parcs Nationaux, loi littoral,

espace d'exclusion éolien, conflits d'usage, changement d'affectation des sols et retour au sol, etc. En raison de son faible impact, seule la filière hydraulique a fait l'objet d'une ouverture de potentiel du niveau « normalement mobilisable » à « mobilisable sous conditions strictes » pour les scénarios les plus ambitieux « Tous Feux Verts » et « Autonomie ».

Deux outils numériques sont mis en œuvre pour la modélisation et l'optimisation du système électrique. Un premier modèle minimise les coûts du système et en optimise le dimensionnement (capacité installée de filière de production, réseau, stockage) tout en vérifiant, pour une année type l'équilibre offre/demande (EOD) au pas de temps horaire. Un second modèle électrotechnique permet de tester son fonctionnement en tenant compte des contraintes physiques liées aux règles de fonctionnement et de stabilité dynamique.

La modélisation prend en compte le réseau de transport, des centrales de production aux postes sources sur lesquels sont agrégés toutes les consommations et productions avals.

Scénarios étudiés

Le scénario « **Tendanciel** », est considéré comme le scénario de référence, dont l'objectif est d'identifier le mix énergétique optimum – sur les critères technico-économiques – à 2030, dans un contexte découlant des choix et contraintes actuels.

Ce scénario est complété par un scénario « **Avantage thermique** » dans le cadre duquel le contexte économique est favorable aux énergies conventionnelles et peu d'efforts sont réalisés sur la maîtrise de la demande énergétique.

Le troisième scénario, « **Avantage technologique** », vise à se placer dans un contexte technique optimiste, permettant notamment un accès à de nouvelles technologies de production d'énergie renouvelable (éolien off-shore, géothermie, ETM...) et une meilleure diffusion des technologies de maîtrise de la consommation d'énergie.

Dans ces trois premiers scénarios, le taux d'EnR fait partie des paramètres d'optimisation et n'est donc pas fixé de façon exogène.

Le quatrième scénario, « **Tous feux verts** », libère certaines contraintes réglementaires et sociales non réhabilitaires et force l'atteinte d'un mix électrique 100% ENR local à l'horizon 2030.

Enfin, le dernier scénario vise un objectif plus fort d'autonomie énergétique, « **Vers l'autonomie énergétique** », intégrant le basculement des véhicules particuliers et utilitaires légers en véhicules électriques.

Les importations de biomasse prévues en substitution du charbon dans des centrales bagasse-charbon actuelles sont retenues pour les scénarios : « Tendanciel », « Avantage thermique » et « Avantage technologique » et plafonnées par les consommations actuelles de charbon. En revanche, ces importations sont exclues des scénarios « Tous feux verts » et « Vers l'autonomie énergétique ». Cette exclusion a pour effet de réduire significativement les potentiels biomasse de ces scénarios. Ainsi, selon le sens donné à la notion d'autonomie énergétique, nous avons distingué, pour qualifier les scénarios, le taux d'EnR local du taux d'EnR (incluant les importations de biomasse)

Synthèse des résultats pour l'année 2030

	Ref. 2015	Tendanciel	Avantage Thermique	Avantage Technologique	Tous Feux Verts	Vers l'autonomie énergétique
Demande totale (GWh)	2891	3474	3474	3313	3313	4067
Dont VE (GWh)	-	118	118	234	234	988
Taux d'ENR	36%	100%	100%	100%	100%	100%
Taux d'EnR locales (hors importation de biomasse)	36%	83%	85%	86%	100%	100%
Parc ENR (MW)	338	1320	1293	1283	1417	1947
Dont ENR variable	201	814	787	778	897	1418
Stockage (MW)	1	419	395	344	596	874
Dont stockage 2h		66	52	25	340	448
Dont stockage 4h	1	353	343	319	256	426
Renforcements réseau (MW)	-	2.9	4.8	1.6	18	22.4

Tableau 1: Principaux résultats des optimisations pour les cinq scénarios

Telle qu'inscrite dans les PPE, la substitution progressive et totale du charbon, grâce aux importations de biomasse, conduit dans tous les cas étudiés à des mix 100% renouvelables suite à l'arrêt des centrales diesel en 2025 par le modèle.. .

Une augmentation significative des besoins de stockage, et dans une moindre mesure, des renforcements réseau, intervient dès lors que la double contrainte 100% ENR sans importation est imposée. En effet, pour les scénarios sans importation, le remplacement d'une production à base d'énergie de stock (biomasse) par des énergies de flux (ici le photovoltaïque) se traduit par une augmentation notable des besoins de stockage court terme (2h).

A l'exception du scénario « Vers l'autonomie énergétique » pour lequel l'effet de la demande est prépondérant, le stockage centralisé aux postes sources (4h), dont le rôle principal est d'assurer l'équilibre offre/demande, résulte du rapport entre le taux d'ENR variable et la flexibilité de la demande.

L'analyse économique porte sur quatre indicateurs principaux :

- ✓ L'investissement sur la période 2015 – 2030
- ✓ Les coûts totaux actualisés sur la période 2015 – 2030
- ✓ Le coût complet moyen de l'énergie produite
- ✓ Le Levelized Cost of Energy (LCOE).

En terme de fiscalité, seule la taxe carbone est prise en compte, les coûts sont présentés hors Impôts Taxes et Marges. Le périmètre inclut les coûts de renforcement des réseaux HTB, mais ne tient pas compte de ceux liés au renforcement des réseaux de distribution et des infrastructures de recharge pour véhicules électriques.

Scénario	Ref 2015*	Tend.	Av. Th.	Av. Tec.	TFV	Auto.	
Année 2030							
Coûts complet de production	152	109	107	106	99	98	€/MWh
Sur la période 2015 – 2030							
Coûts totaux non actualisés		6 717	6 679	6 530	6 343	6 592	M€
Investissements bruts		2 296	2 265	2 106	2 579	3 851	M€
Energie produite		60 064	59 935	57 946	58 312	64 035	GWh
Renforcement des réseaux		1,5	1,7	1,5	1,5	2,7	M€
Sur la durée de vie des équipements							
LCOE avec renforcements HTB	145	131	130	129	123	124	€/MWh

Tableau 2 : Récapitulatif des indicateurs économiques de chaque scénario * Estimation

Les postes les plus importants sur la période 2015 – 2030 concernent les centrales thermiques à flamme et la TAC fioul, suivies des centrales diesel et biomasse.

Pour les scénarios avec imports, les centrales thermiques à flamme représentent la part la plus importante des coûts de l'énergie, et le stockage environ 15 % des coûts complets en 2030.

Dans les scénarios sans import de biomasse, le stockage représente entre 20 et 25% de la structure des coûts de l'énergie à 2030.

Pour le scénario « Tous Feux Vert », dans lequel on interdit les importations de biomasse, les surcoûts d'investissements (photovoltaïque, stockage) sont totalement compensés par les baisses de charges. Au bilan, le coût total actualisé sur la période 2015 – 2030 est réduit de -1,5 % par rapport au scénario « Tendanciel ».

L'observation du coût complet de production montre une baisse de -35 % entre la situation 2015 et la situation 2030 des deux scénarios contraints à 100 % ENR sans import (« Tous Feux Verts », « Vers l'autonomie »).

L'analyse sur la durée de vie des installations montre que le LCOE du parc (coûts totaux actualisés sur la durée de vie des équipements rapportés à la production actualisée sur cette même période) diminue sensiblement avec le taux de pénétration des ENR locales. Pour les scénarios « Tous feux verts » et « Autonomie énergétique », cette baisse, qui intègre les coûts de stockage, est de l'ordre de -23% par rapport à la situation 2015.

Principaux enseignements pour l'île de la Réunion

Or évènements climatiques majeurs de faible probabilité d'occurrence qui pourraient donner lieu à des déséquilibres, un mix électrique 100% ENR est possible à La Réunion tout en satisfaisant l'équilibre offre/demande, et ce, moyennant un recours significatif à des capacités de stockage,

En cas de conversion en tout électrique des véhicules terrestres, la quasi-totalité des potentiels, définis comme accessibles, devraient être exploités, pointant ainsi la fragilité d'une telle situation qui implique un important travail multi-sectoriel de maîtrise de l'énergie.

Quel que soit le scénario étudié, les centrales diesel existantes ne seraient plus compétitives par rapport aux énergies renouvelables dès 2025, et ce, y compris en intégrant les services réseaux qu'elles assurent.

Les scénarios à fort taux d'ENR s'accompagnent d'une baisse des coûts (LCOE moyen du parc) de l'énergie produite.

Testé sur trois points de fonctionnement délicats, un tel système électrique peut rester stable face à des incidents significatifs. Néanmoins, en raison des hypothèses simplificatrices prises pour la modélisation du réseau, ce résultat, bien qu'encourageant, ne permet pas de conclure à une stabilité et une sécurité assurée sur le système réel dans toutes les conditions de fonctionnement.

La trajectoire vers l'autonomie énergétique voulue par la loi, implique trois axes d'évolution :

- ✓ Un travail de fond sur l'efficacité énergétique du territoire, notamment pour le poste mobilité.
- ✓ La recherche de compromis juridiques et sociaux donnant accès à un potentiel ENR en phase avec l'objectif.
- ✓ Une adaptation rapide des équipements de régulation du réseau électrique afin d'intégrer les nouveaux moyens de production décentralisés.