RÉPUBLIQUE D'HAÏTI

MINISTÈRE DES TRAVAUX PUBLICS, TRANSPORTS ET COMMUNICATIONS (MTPTC)

PLAN DE DÉVELOPPEMENT DU SECTEUR ÉLECTRIQUE

Août 2026

Cadre institutionnel : Programme Amélioration de l'Accès à l'Électricité en Haïti (AMACEH)

Appui Financier : Banque Interaméricaine de Développement

Auteurs

Alfonso Blanco

Medardo Cadena

Ruben Chaer

Ramón Méndez

Wilson Sierra

Table des matières

LISTE DES FIGURES 6
LISTE DES TABLEAUX 6
ACRONYMES 9
RÉSUMÉ EXÉCUTIF 11
L'idée directrice 11
Architecture du système 11
Stratégie de mise en œuvre 11
Phase I 12
Phase II 12
Critères technologiques 12
Philosophie d'expansion de la production pour les réseaux régionaux 12
Mix de production optimal pour les réseaux régionaux 12
Interconnexion entre les réseaux régionaux 13
Aspects institutionnels 13
Investissements requis 13
1. CONSIDÉRATIONS INTRODUCTIVES 17
2. PRINCIPALES ÉTUDES ET ANALYSES 20
Approche de la demande d'électricité 20
Stratégie proposée pour la demande à couvrir par les réseaux régionaux 20
Caractérisation de la demande à couvrir au niveau des mini-réseaux 22
Approche méthodologique retenue 22

Principaux résultats de l'analyse territoriale et démographique — Réseaux régionaux 23
Principaux résultats de l'analyse de la demande — Mini-réseaux 24
Potentiel de production hydroélectrique, solaire et éolienne 25
La ressource solaire 26
La ressource éolienne 27
Projets hydroélectriques 27
Réseaux régionaux 29
Composition de la production d'électricité 29
Plan d'expansion de la production 29
Scénarios de combustible pour les groupes thermiques 30
Scénarios de projets hydroélectriques 30
Plan d'investissement possible (PIP) 31
Coûts de défaillance et sécurité d'approvisionnement 33
Modules d'investissement éolien, solaire et DBESS 33
Production d'électricité par source 36
Coût moyen de production d'électricité 36
Analyse du réseau électrique 37
Objectif de l'analyse du réseau 37
Approche méthodologique 37
Principaux résultats de l'analyse 38
Extension de la capacité du réseau 39
Interprétation des résultats 39
Synthèse des propositions par réseau régional 39
Possibilités d'interconnexion entre réseaux régionaux 44
Évaluation de l'intérêt d'interconnecter RN0 avec le GNL et RN1 44
Systèmes de mini-réseaux 47
Mini-réseaux et SSD – Approche méthodologique et traitement de la demande 47
Hypothèses de coûts du modèle 48
Résultats de coûts 48
LCOE par technologie (USD/MWh) 48
Coût annuel équivalent par raccordement — CAE (USD/raccordement/an) 49

Cadre de sélection technologique 49
3. ANALYSE CRITIQUE DES RÉSULTATS 51
Analyse critique des résultats — EXPANSION DE LA PRODUCTION (RÉSEAUX RÉGIONAUX) 51
Analyse critique des résultats — RÉSEAUX 51
Qualité de service 52
Pertes d'énergie et viabilité financière 52
Capital humain et capacités pour la pérennité du système 53
Risques de mise en œuvre 54
Configuration du système : réseaux régionaux isolés 55
Expansion séquentielle – approche par jalons de demande 56
Interconnexion avec la République Dominicaine: évaluation critique 57
Interconnexion envisageable entre RN1 et RN0 59
Conditions habilitantes pour la mise en œuvre 59
Observations finales 61
Analyse critique des résultats — MINI-RÉSEAUX ET SYSTÈMES SOLAIRES AUTONOMES (SSD) 62
Mini-réseaux 62
Systèmes solaires autonomes (SSD) 62
Extension du réseau 63
4. PLAN DE DÉVELOPPEMENT 65
Objectif du Plan 65
Approche de gouvernance 65
Atténuation des vulnérabilités 66
Structure du plan de développement 66
Phase I 68
Investissements initiaux (phase initiale) 68
Extension du réseau 74
PHASE I 74
Synthèse de l'extension du réseau — Phase I 81
Phase II 82
Investissements progressifs (étapes ultérieures) 82

Extension du réseau 88
PHASE II 88
Synthèse de l'extension du réseau — Phase II 96
Critères techniques de transition entre les phases 98
Plan de développement des mini-réseaux et des systèmes autonomes 102
Investissement total estimé par technologie 103
Flux d'investissement annuel — horizon de 7 ans 104
5. CONSIDÉRATIONS FINALES 105
Approfondissement des aspects essentiels au système 105
Développement d'analyses complémentaires 105
Séquençage des prochaines étapes 106

LISTE DES FIGURES

Note : la numérotation des figures repart à 1 dans l'Annexe I ; les figures d'annexe sont répertoriées séparément avec le préfixe A1-.

Figure 1 : Réseaux régionaux considérés

Figure 2 : Facteurs de charge photovoltaïques simulés aux 11 sites

Figure 3 : Facteurs de charge de production éolienne simulés aux 11 sites

Figure 4 : Projets hydroélectriques analysés

Figure 5 : Production d'énergie par source dans les quatre scénarios considérés

Figure 6 : Évolution du coût moyen de production (USD/MWh)

Annexe I — Figure A1-1 : Représentation du processus suivi

Annexe I — Figure A1-2 : Délimitation géographique des zones dans lesquelles l'analyse sera menée

Annexe I — Figure A1-3 : Carte politique d'Haïti indiquant les départements et les communes

Annexe I — Figure A1-4 : Demande horaire maximale et minimale estimée, République dominicaine

Annexe I — Figure A1-5 : Demande horaire maximale et minimale estimée (normalisée), République dominicaine

Annexe I — Figure A1-6 : Évolution saisonnière estimée de la demande (maximum et minimum mensuels bruts), République dominicaine

Annexe I — Figure A1-7 : Évolution saisonnière estimée de la demande normalisée (moyennes mensuelles des maxima et minima), République dominicaine

Annexe I — Figure A1-8 : Température moyenne mensuelle, Haïti et République dominicaine

Annexe I — Figure A1-9 : Demande historique observée au Parc de Caracol (janvier 2023 à décembre 2024)

LISTE DES TABLEAUX

Note : l'Annexe I conserve sa propre numérotation de tableaux à partir du Tableau 1.

Tableau A : Investissement total estimé par bloc, phase et région (M USD) — Résumé exécutif

Tableau 1 : Demande par région

Tableau 2 : Coefficients appliqués à la demande moyenne — variation infrajournalière

Tableau 3 : Coefficients appliqués à la demande — variation saisonnière

Tableau 4 : Usages et équipements des mini-réseaux

Tableau 5 : Logique de mise en service des sites hydroélectriques (source : ANARSE)

Tableau 6 : Configurations — Scénarios considérés

Tableau 7 : Demande et pertes — évolution dans le temps par région (MW moyens)

Tableau 8 : Coûts initiaux par technologie (CAPEX et OPEX fixe)

Tableau 9 : Réduction de coût attendue par technologie

Tableau 10 : Espérance de l'annuité [M USD]

Tableau 11 : Scénarios de demande, dimensionnement et niveau de service ESMAP

Tableau 12 : LCOE par technologie et scénario (USD/MWh)

Tableau 13 : CAE par technologie et scénario (USD/raccordement/an) — valeurs de référence minimales

Tableau 14 : Conditions d'applicabilité par technologie

Tableau 15 : Investissements, première étape, scénario H5YS fioul lourd

Tableau 16 : Investissements, première étape, scénario H5YS GPL

Tableau 17 : Investissements, première étape, scénario HAID fioul lourd

Tableau 18 : Investissements, première étape, scénario HAID GPL

Tableau 19 : Plan pour RN0, première phase

Tableau 20 : Plan pour RN1, première phase

Tableau 21 : Plan pour RN2, première phase

Tableau 22 : Plan pour RN3, première phase

Tableau 23 : Plan pour RN4, première phase

Tableau 24 : Plan pour RN5, première phase

Tableau 25 : Investissements progressifs (étapes ultérieures) — CAPEX incrémental et OPEX fixe (M USD/MW de demande moyenne)

Tableau 26 : Plan pour RN0, deuxième phase

Tableau 27 : Plan pour RN1, deuxième phase

Tableau 28 : Plan pour RN2, deuxième phase

Tableau 29 : Plan pour RN3, deuxième phase

Tableau 30 : Plan pour RN4, deuxième phase

Tableau 31 : Plan pour RN5, deuxième phase

Tableau 32 : Déclencheurs de la transition de la Phase I à la Phase II

Tableau 33 : Mini-réseaux et systèmes autonomes — principaux départements

Tableau 34 : Investissement total estimé par technologie d'électrification

Tableau 35 : Flux d'investissement annuel et rythme d'électrification — horizon de 7 ans

Tableau 36 : Valeur actuelle et annuités du bénéfice associé à l'interconnexion de 100 MW — Annexe V

ACRONYMES

ANARSE	Autorité Nationale de Régulation du Secteur de l'Énergie
BESS	Système de stockage d'énergie par batteries (Battery Energy Storage System)
BID	Banque interaméricaine de développement
CAE	Coût annuel équivalent par raccordement
CAPEX	Dépenses d'investissement (Capital Expenditure)
CCHT	Courant continu haute tension (High-Voltage Direct Current)
DBESS	Système de stockage d'énergie par batteries distribuées (Distributed Battery Energy Storage System)
EDH	Électricité d'Haïti (compagnie nationale d'électricité)
ERA5	Réanalyse atmosphérique de cinquième génération du CEPMMT (ECMWF)
ESMAP	Energy Sector Management Assistance Program (Banque mondiale)
Fioul lourd	Fioul lourd (en anglais : Heavy Fuel Oil, HFO)
GNL	Gaz naturel liquéfié
GPL	Gaz de pétrole liquéfié
H5YS	Hydro Five Years Shifted (scénario : hydraulique décalée de cinq ans)
HAID	Hydro All In Dates (scénario : hydraulique aux dates prévues)
IHSI	Institut Haïtien de Statistique et d'Informatique
IRENA	Agence internationale pour les énergies renouvelables
kV	Kilovolt
kWh	Kilowattheure
LCOE	Coût actualisé de l'énergie (Levelised Cost of Energy)

MTPTC	Ministère des Travaux Publics, Transports et Communications
MVA	Mégavoltampère
MW	Mégawatt
MWh	Mégawattheure
OC	Organismo Coordinador (gestionnaire du système dominicain)
OCHA	Bureau de la coordination des affaires humanitaires des Nations Unies
ODD 7	Objectif de développement durable 7 (énergie propre et d'un coût abordable)
OPEX	Dépenses d'exploitation (Operating Expenditure)
OPGW	Câble de garde à fibres optiques (Optical Ground Wire)
PAYG	Paiement à l'usage (Pay-As-You-Go)
PIP	Plan d'investissement possible
PPA	Contrat d'achat d'électricité (Power Purchase Agreement)
PV	Photovoltaïque
RN0–RN5	Réseau National 0 à 5 (les six réseaux régionaux)
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition (télésurveillance et acquisition de données)
SimSEE	Simulador de Sistemas de Energía Eléctrica (plateforme de simulation des systèmes électriques)
SSD	Système solaire domestique (Solar Home System)
USD	Dollar des États-Unis

RÉSUMÉ EXÉCUTIF

Le présent document définit une feuille de route globale pour l'universalisation de l'accès à l'électricité en Haïti, en partant d'une réalité extrêmement complexe : une faible couverture électrique, des infrastructures gravement dégradées, une pénurie de données fiables et des contraintes institutionnelles.

L'idée directrice

Un apport conceptuel majeur de l'étude consiste à s'écarter d'une planification fondée sur la projection de la demande actuelle.

Elle propose au contraire de concevoir le système électrique à partir de la demande qu'Haïti devrait atteindre pour parvenir à un niveau de développement donné, en laissant les investissements suivre la croissance effective de cette demande dans le temps.

La proposition :

- part d'un objectif de développement plutôt que d'extrapoler un système existant gravement dégradé ;
- propose une expansion adaptative, dans laquelle les investissements sont déclenchés par des seuils de demande plutôt que par un calendrier rigide ;
- associe une planification centralisée à la souplesse nécessaire pour s'adapter à l'évolution réelle du pays.

Il s'agit, pour l'essentiel, d'un plan national de développement qui utilise l'électricité comme infrastructure structurante du développement, et non d'un simple plan d'expansion du secteur électrique. Cette vision traverse l'ensemble du document, depuis le présent résumé jusqu'aux recommandations finales.

Architecture du système

Il est proposé d'organiser le pays selon :

- 6 réseaux régionaux autonomes (RN0–RN5) ;
- des mini-réseaux pour les communautés isolées ;
- des systèmes solaires domestiques (SSD) pour les habitations très dispersées.

La proposition ne privilégie pas un réseau national unique, mais plutôt un développement décentralisé qui pourrait, à terme, être interconnecté là où cela s'avérerait pertinent.

Stratégie de mise en œuvre

Le plan se déploie en deux phases. Il ne vise pas à transformer simultanément l'ensemble du système : il est recommandé d'engager la mise en œuvre par le réseau RN1 — Corridor Nord (Cap-Haïtien), dont l'échelle intermédiaire, la demande insatisfaite documentée et la

complexité maîtrisable permettent d'éprouver le modèle technique et contractuel — y compris le schéma de concession — avant sa réplication aux autres réseaux régionaux.

Phase I

Porter rapidement chaque réseau régional à 20 % de la demande cible, tout en réhabilitant simultanément les réseaux existants.

Phase II

À mesure que la demande effective augmente, engager de nouveaux investissements en production et en extension des réseaux électriques de chaque réseau régional, uniquement lorsque les infrastructures atteignent un taux d'utilisation d'environ 70 à 80 %, évitant ainsi à la fois le surinvestissement et les goulets d'étranglement.

Critères technologiques

L'étude conclut que les différentes technologies ont des rôles nettement différenciés :

- Extension du réseau → l'option la moins coûteuse pour les ménages situés à proximité des infrastructures existantes.
- Mini-réseaux hybrides → la solution pour les localités de taille moyenne et éloignées.
- Systèmes solaires domestiques → pour les habitations très dispersées uniquement.

Autrement dit, aucune solution optimale unique n'est proposée pour l'ensemble du pays.

Le document énonce un critère permettant de déterminer si un consommateur potentiel doit être raccordé à un réseau régional, à un mini-réseau, ou desservi par un système domestique autonome.

Philosophie d'expansion de la production pour les réseaux régionaux

Les investissements sont optimisés à l'aide de modèles développés sur la plateforme SimSEE, en considérant différents scénarios portant sur :

- la disponibilité de GPL ou de fioul lourd pour la production thermique ;
- l'intégration de projets hydroélectriques.

Le message central est que le plan doit s'adapter en permanence au rythme effectif de croissance de la demande, en anticipant ou en différant les investissements selon les besoins.

Mix de production optimal pour les réseaux régionaux

Les analyses réalisées conduisent aux conclusions suivantes :

- Haïti dispose d'un très bon gisement solaire ;
- le gisement éolien est limité et ne justifierait que des projets de faible ampleur dans certaines zones ;
- les résultats de l'optimisation mettent en évidence l'intérêt de compléter l'énergie solaire par un stockage par batteries ;
- l'hydroélectricité peut être pertinente là où des projets viables existent, mais tout retard, voire son retrait, ne nuit pas significativement au mix de production ;
- une production thermique d'appoint sera nécessaire, en complément de la production solaire et du stockage par batteries ;
- l'utilisation optimale de la production thermique ne justifie pas l'introduction de gaz naturel liquéfié, son faible taux d'utilisation ne permettant pas d'amortir l'investissement dans les infrastructures nécessaires ;
- en règle générale, la configuration optimale est atteinte en installant 4,5 MW de solaire + 1 MW de BESS de 4 heures + 1,3 MW de puissance thermique par MW de demande moyenne.

Interconnexion entre les réseaux régionaux

L'étude examine les interconnexions envisageables entre les réseaux régionaux en vue de constituer un système intégré des six réseaux, mais conclut que, dans les conditions actuelles, cette option n'est pas économiquement attractive.

Aspects institutionnels

Au-delà de l'analyse technique, les travaux réalisés montrent que la réussite dépendra :

- du renforcement institutionnel ;
- de l'amélioration de la gouvernance ;
- de la réduction des pertes ;
- du renforcement des capacités techniques ;
- de la mobilisation de financements multilatéraux et de fonds climat.

Investissements requis

Le tableau ci-après consolide les investissements estimés par bloc, phase et région, couvrant les infrastructures de production et de réseau des réseaux régionaux ainsi que le programme décentralisé mené en parallèle :

Tableau A : Investissement total estimé par bloc, phase et région (M USD)

Bloc	Phase	Composante / région	Investissement estimé (M USD)	Contenu / commentaire
PRODUCTION DANS LES	I	RN0	≈2 180–2 420	Solaire + BESS + thermique + hydro. La

Bloc	Phase	Composante / région	Investissement estimé (M USD)	Contenu / commentaire
RÉSEAUX RÉGIONAUX				fourchette dépend de la configuration de RN0
	I	RN1	≈1 131	Nouvelle production et stockage
	I	RN2	≈594	Idem
	I	RN3	≈205	Inclut la composante éolienne de faible ampleur
	I	RN4	≈159	Solaire + BESS + thermique
	I	RN5	≈90	Solaire + BESS + thermique
		Sous-total production Phase I	**≈4 350–4 600**	**CAPEX de production centralisée**
RÉSEAUX ÉLECTRIQUES DANS LES RÉSEAUX RÉGIONAUX	I	RN0	166	115 kV, 69 kV, postes, distribution et électrification
	I	RN1	54,8	Réseau de répartition, postes, distribution et ouvrages complémentaires
	I	RN2	31,5	Principalement distribution/électrification
	I	RN3	33	23 kV, postes et distribution
	I	RN4	14,2	23 kV, postes et raccordements
	I	RN5	9,6	23 kV, poste et distribution
		Sous-total réseaux Phase I	**309,1**	**Réhabilitation + extension nécessaires**

Bloc	Phase	Composante / région	Investissement estimé (M USD)	Contenu / commentaire
				pour atteindre 20 % de la demande cible
TOTAL RÉSEAUX RÉGIONAUX		**Production + réseaux**	**≈4 660–4 910**	**Premier investissement majeur du plan**
PRODUCTION DANS LES RÉSEAUX RÉGIONAUX	II	Expansion progressive RN0–RN5	17,7 M USD/MW moyen supplémentaire en 2027 / 7,9 M USD/MW en 2036	Déclenchée par la croissance effective de la demande.
RÉSEAUX ÉLECTRIQUES DANS LES RÉSEAUX RÉGIONAUX	II	RN0	98,2	Extension 69 kV, postes et distribution
	II	RN1	147,6	Dorsale 115 kV, postes et distribution
	II	RN2	79,3	Transport/répartition, postes, distribution
	II	RN3	40	Dorsale 69 kV, poste 69/23 kV et distribution
	II	RN4	15,9	23 kV, poste et distribution
	II	RN5	11,5	23 kV, poste et distribution
		Sous-total réseaux Phase II	**392,5**	**Les ouvrages sont déclenchés lorsque la demande approche 70 à 80 % de la capacité.**
RÉSEAUX ÉLECTRIQUES DANS LES RÉSEAUX RÉGIONAUX I + II		**Infrastructures de réseau uniquement**	**701,6**	**309,1 + 392,5**

Bloc	Phase	Composante / région	Investissement estimé (M USD)	Contenu / commentaire
MINI-RÉSEAUX	Parallèle	~50 mini-réseaux / ~100 000 ménages	≈250	Production + BESS + distribution + raccordements ; pas uniquement la production.
SSD	Parallèle	~227 000 ménages	≈363	Systèmes solaires domestiques + BESS/câblage
DÉCENTRALISÉ	Parallèle	Mini-réseaux + SSD	≈613	Programme sur sept ans ; ≈85 M USD/an.
TOTAL QUANTIFIÉ	**I + II + déc.**	**Hors production Phase II**	**≈5 665–5 915**	**Production Phase I + réseaux Phases I et II + mini-réseaux + SSD**
Investissement quantifié à ce stade	**I + II**	**Ensemble**	**> 5,7–5,9 milliards USD**	**La production de Phase II reste à ajouter : son montant sera quantifié au fur et à mesure du franchissement des jalons de demande, sur la base des paramètres unitaires d'expansion retenus (17,7 M USD/MW puis 7,9 M USD/MW pour les tranches ultérieures)**

1. CONSIDÉRATIONS INTRODUCTIVES

Le présent rapport s'inscrit dans un processus d'appui à la conception d'un plan de développement du secteur électrique haïtien, dont l'objectif est de contribuer à l'élaboration d'une feuille de route techniquement, institutionnellement et économiquement viable vers l'accès universel et la pérennité du système. Il importe néanmoins d'exposer d'emblée un certain nombre de considérations méthodologiques et contextuelles qui ont façonné les travaux et qui sont pertinentes pour une interprétation correcte de leurs résultats.

Tel qu'il avait été conçu à l'origine, le projet prévoyait une répartition claire des tâches entre les différents acteurs concernés, aux termes de laquelle un cabinet de conseil spécialisé aurait été chargé de fournir l'ensemble des informations de base nécessaires à la réalisation des analyses techniques. Ces informations comprenaient, entre autres éléments, les données de demande, les inventaires des infrastructures existantes, les coûts des technologies et les paramètres d'exploitation du système.

Ce dispositif ne s'est toutefois pas concrétisé. En conséquence, l'équipe de conseil a dû assumer un rôle nettement plus actif dans la collecte, l'analyse et la validation des informations disponibles. Ce processus a impliqué non seulement l'examen critique de sources secondaires, mais également la triangulation de données provenant de multiples acteurs, ainsi que l'élaboration d'hypothèses cohérentes là où l'information était incomplète ou contradictoire. Si cette situation a introduit une complexité supplémentaire dans le processus, elle a également permis de développer une compréhension plus complète et mieux contextualisée de la réalité du système électrique haïtien.

Parallèlement, une priorité centrale tout au long des travaux a été de veiller à ce que l'analyse ne se limite pas à un examen technique de la documentation existante, mais intègre systématiquement les perspectives, les enseignements et les connaissances accumulés par les institutions publiques du pays. Un effort délibéré a donc été consenti pour intégrer non seulement les études antérieures existantes, mais aussi la réflexion et les orientations stratégiques du gouvernement. La validation des hypothèses de travail par les contreparties institutionnelles a ainsi constitué un axe structurant du processus. Cette approche visait à garantir que les propositions issues des travaux soient non seulement techniquement robustes, mais également alignées sur les priorités nationales et réalisables d'un point de vue institutionnel et politique.

Conformément à ce qui précède, l'analyse a pris pour point de départ le document « Réflexions autour du Projet d'Électrification Nationale », publié par le gouvernement en janvier 2024. Ce document propose une vision structurelle du système électrique fondée sur une morphologie décentralisée, constituée d'un ensemble de réseaux régionaux (RN), potentiellement interconnectés entre eux, complétés par des mini-réseaux locaux et des

solutions d'électrification domestique autonomes. Cette architecture reconnaît explicitement les contraintes géographiques, économiques et institutionnelles du pays, ainsi que la nécessité d'évoluer progressivement vers des niveaux d'intégration accrus.

Sur cette base, la présente étude conserve la logique générale proposée par le gouvernement, en n'introduisant qu'une seule adaptation spécifique : la subdivision du plus grand réseau régional en deux sous-systèmes distincts. Plus précisément, RN0 est défini comme couvrant l'aire métropolitaine de Port-au-Prince et ses environs, et RN1 comme couvrant la région nord du pays. Cette décision répond à des considérations techniques et opérationnelles relatives à la gouvernance, à l'échelle, à la densité de demande et aux caractéristiques des infrastructures existantes dans les deux zones, et permet une analyse plus fine des alternatives de développement. Une représentation graphique de cette configuration est présentée à la figure ci-dessous.

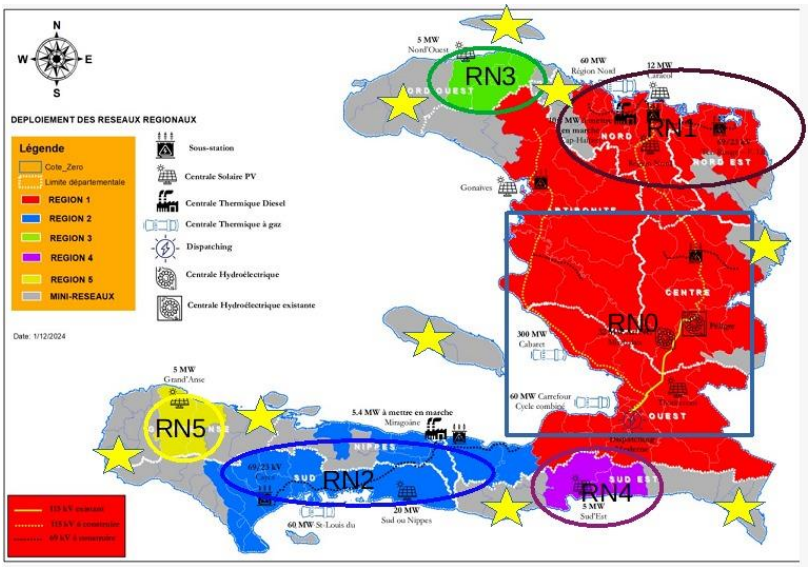


Figure 1 : Réseaux régionaux considérés

À partir de cette morphologie du système, un ensemble d'études complémentaires a été élaboré afin d'analyser en profondeur les différentes alternatives d'expansion et de configuration du secteur électrique.

Ces études comprenaient :

(i) une analyse de la projection de la demande, visant à alimenter les modèles utilisés pour analyser l'investissement optimal en infrastructures ;
(ii) une évaluation du potentiel de production hydroélectrique, solaire et éolienne, sous ses aspects tant techniques qu'économiques ;

(iii) une analyse du développement des six réseaux régionaux, au moyen d'outils d'optimisation de l'expansion permettant d'identifier les configurations au moindre coût ;
(iv) une évaluation des réseaux électriques, incluant les besoins de renforcement et d'extension ;
(v) une analyse des possibilités d'interconnexion entre réseaux régionaux ;
(vi) une étude spécifique des systèmes de mini-réseaux, visant à identifier des solutions adaptées aux contextes locaux ;

En outre, une analyse de l'opportunité d'une interconnexion avec la République dominicaine a été réalisée, sur la base de critères de faisabilité purement techniques et économiques (Annexe V, Analyse de l'interconnexion avec la République dominicaine).

Pris dans leur ensemble, ces éléments constituent le cadre analytique sur lequel reposent les propositions du présent rapport, garantissant la cohérence avec les orientations stratégiques nationales et la rigueur du traitement technique des alternatives disponibles.

À la suite du présent chapitre introductif, le chapitre 2 présente une synthèse des principales études réalisées (comprenant une description méthodologique de l'étude, les hypothèses clés et les résultats) ; le chapitre 3 propose une analyse critique des conclusions de ces études (y compris les aspects relatifs aux coûts d'investissement et d'exploitation ainsi qu'aux options de gouvernance) ; le chapitre 4 expose une proposition de plan de développement sectoriel (comprenant les jalons techniques de transition entre phases et le flux d'investissement prévu) ; et le chapitre 5 rassemble les considérations finales, dont une liste de recommandations et de points à approfondir.

2. PRINCIPALES ÉTUDES ET ANALYSES

Une synthèse de chacune des études réalisées est présentée ci-après ; celles-ci sont en outre jointes sous forme complète et détaillée aux Annexes I à V du présent document :

Approche de la demande d'électricité

L'estimation de la demande d'électricité pour Haïti se heurte à une limitation structurelle critique : l'absence d'informations officielles fiables et actualisées permettant d'appliquer les méthodologies conventionnelles de modélisation de la demande énergétique.

Les études internationales examinées concordent pour signaler de graves insuffisances en matière de qualité et de cohérence des données ; de couverture statistique ; d'informations commerciales disponibles auprès de la compagnie d'électricité haïtienne ; et de caractérisation effective de l'accès à l'électricité et de la consommation.

De nombreuses sources techniques internationales considérées — notamment des travaux réalisés pour la BID, des études universitaires et des rapports sectoriels — soulignent qu'Haïti ne dispose d'aucune projection officielle de la demande d'électricité et que même le nombre réel d'usagers raccordés au système demeure incertain en raison de problèmes de mesure et de collecte de données.

Stratégie proposée pour la demande à couvrir par les réseaux régionaux

Dans ce contexte, il n'est pas possible de procéder à une modélisation traditionnelle de la demande, ce qui rend indispensable de suivre une voie alternative permettant de construire une base analytique de substitution afin de faire progresser les phases ultérieures de planification du secteur électrique haïtien. Plus précisément, il est conclu qu'il n'est pas envisageable de recourir aux méthodologies classiques de projection fondées sur la caractérisation détaillée de la demande actuelle ; l'identification des déterminants économiques ; et la projection des variables explicatives à partir desquelles construire des scénarios d'évolution.

À titre d'alternative, il est proposé de construire un scénario cible de demande future, caractérisé par des critères de développement et cohérent avec le concept de transition énergétique juste.

L'approche alternative proposée consiste à concevoir le système électrique nécessaire pour couvrir un niveau de demande souhaité, même lorsque l'horizon temporel auquel cette demande sera atteinte n'est pas précisément défini. Ce changement méthodologique constitue le principal apport conceptuel de l'étude et permet de transformer une contrainte informationnelle sévère en une approche de planification prospective, à partir de laquelle il

devient possible de répondre à la question des infrastructures qui seront nécessaires (et par conséquent du niveau d'investissement associé) pour couvrir un niveau donné de demande d'électricité.

Critères appliqués à la construction de la demande

L'approche méthodologique proposée repose sur les six critères centraux suivants, décrits brièvement ci-après, dont le détail figure à l'Annexe I : Approche de la demande.

Géoréférencement

L'analyse s'articule autour de six régions du système électrique haïtien, telles que convenues avec les contreparties locales. Pour chaque région, le développement de réseaux régionaux et de mini-réseaux locaux (systèmes hors réseau) doit être évalué. Cette approche permet d'adapter les solutions aux caractéristiques territoriales et démographiques spécifiques.

Demande cible « indépendante du temps »

La demande est définie comme un objectif de développement énergétique (au service du développement du pays), sans être strictement liée à un horizon temporel rigide. Le futur système électrique est conçu sur cette base.

Selon le rythme d'investissement pouvant être déclenché lors de la mise en œuvre du plan, la trajectoire suivie pourra être plus rapide ou accuser un retard dans le temps, avec pour effet direct un niveau de couverture plus ou moins élevé de la demande potentielle identifiée.

Il est essentiel de comprendre que, dans ce contexte, toute référence temporelle ne correspond pas nécessairement à une année civile précise, mais est plutôt corrélée au moment où un investissement donné est déclenché afin de couvrir un incrément donné de demande.

Afin de visualiser l'évolution de la demande et la manière dont elle orienterait les investissements dans le parc de production, sont pris en considération, d'une part, la demande cible de long terme et, d'autre part, au titre d'une première phase d'intervention accélérée, un niveau de demande représentant 20 % de celle attendue à long terme.

Variation infrajournalière

La courbe de charge horaire est construite en prenant pour référence comparative celle observée dans des pays voisins présentant des caractéristiques climatiques et socio-économiques similaires, des ajustements ultérieurs aux conditions haïtiennes demeurant possibles.

Variation saisonnière

L'évolution annuelle de la demande est modélisée en tenant compte de celle observée dans un pays présentant des conditions environnementales et climatiques comparables à celles d'Haïti. Des ajustements pourraient être introduits ultérieurement pour refléter les particularités du pays.

Demandes stratégiques spécifiques

L'analyse intègre l'existence de demandes industrielles et productives déjà pré-identifiées — telles que le Parc industriel de Caracol. D'autres charges potentiellement significatives identifiées au cours du processus pourraient faire l'objet d'un traitement similaire.

Caractérisation de la demande à couvrir au niveau des mini-réseaux

Outre ce qui précède, pour les solutions hors réseau, la demande est modélisée au moyen de méthodologies ascendantes (bottom-up), en identifiant les usages de l'électricité et les profils de consommation spécifiques.

Il est clair que les logiques différentes qui sous-tendent chacune des approches retenues se traduisent inévitablement par des valeurs de demande distinctes selon le contexte (réseaux régionaux ou mini-réseaux).

Approche méthodologique retenue

En l'absence de données locales robustes, la méthodologie proposée recourt à des indicateurs synthétiques de demande d'électricité par habitant et par ménage.

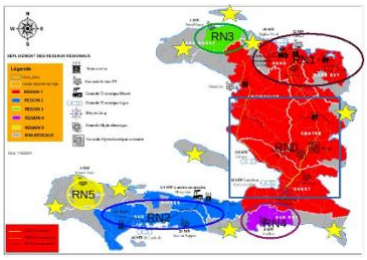
Ces valeurs sont ensuite extrapolées à l'aide des informations démographiques disponibles. La République dominicaine est retenue comme référence internationale, compte tenu de sa proximité géographique, de sa similitude climatique, de conditions environnementales comparables et de la disponibilité d'informations sur le secteur énergétique.

L'approche méthodologique combine deux sources d'information : d'une part, les données démographiques haïtiennes et, d'autre part, les données internationales issues de la référence dominicaine (tant démographiques qu'énergétiques). Celles-ci convergent ensuite pour estimer les niveaux de demande d'électricité par région. Il convient de noter que les valeurs tirées de la référence internationale ont été réduites de 20 % afin de tenir compte de la présence de complexes touristiques fortement consommateurs d'électricité en République dominicaine et de la part estimée de cette demande — facteur qui, s'il n'avait pas été traité, aurait faussé à la hausse la demande cible à retenir pour Haïti.

Principaux résultats de l'analyse territoriale et démographique — Réseaux régionaux

Tableau 1 : Demande par région

Région (total)	Population (habitants)	MWh/hab/an	GWh/an
0	5 070 161	1,24	6 287
1	2 173 387	1,24	2 694
2	1 172 238	1,24	1 454
3	424 062	1,24	526
4	302 301	1,24	375
5	170 073	1,24	211



Demande dans la zone d'influence du Parc de Caracol : 0,90-1,28 MWh/hab/an

Tableau 2 : Coefficients appliqués à la demande moyenne — variation infrajournalière.

Heure 1–12

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MHmedia	1,14	1,08	1,03	0,98	0,97	0,96	0,98	1,06	1,13	1,15	1,16	1,16
mHmedia	0,93	0,87	0,82	0,75	0,74	0,74	0,75	0,78	0,84	0,90	0,91	0,91

Heure 13–24

	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
MHmedia	1,15	1,15	1,16	1,16	1,15	1,14	1,19	1,21	1,22	1,21	1,23	1,21
mHmedia	0,90	0,89	0,88	0,87	0,86	0,87	0,91	0,98	0,99	0,99	0,99	0,97

Tableau 3 : Coefficients appliqués à la demande — variation saisonnière.

Mois

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MMN	1,06	1,16	1,11	1,07	1,09	1,18	1,23	1,16	1,13	1,14	1,06	1,06
mMN	0,85	0,79	0,84	0,85	0,88	0,98	0,96	0,87	0,94	0,90	0,84	0,86
MediaMN	0,95	0,98	0,97	0,96	0,99	1,08	1,10	1,01	1,03	1,02	0,95	0,96

Principaux résultats de l'analyse de la demande — Mini-réseaux

Tableau 4 : Usages et équipements des mini-réseaux

Équipement	Puissance nominale (W)	Notes / Hypothèses
Éclairage LED (ampoule)	8	On suppose 6 ampoules au total (8 W chacune)
Ventilateur de plafond	45	Puissance moyenne à vitesse intermédiaire ; par ventilateur
Réfrigérateur efficace	90	Puissance moyenne en régime (cycle de fonctionnement)
Téléviseur LED 40"	60	Utilisation principalement nocturne
Chargeurs de téléphone	10	Puissance par chargeur ; 1 à 2 unités utilisées
Ordinateur portable	45	Utilisation occasionnelle en soirée / nuit
Pompe à eau 0,5 HP	370	Fonctionnement en cycles courts (remplissage / pressurisation)
Four à micro-ondes	1100	Utilisation brève au déjeuner et au dîner
Plaque de cuisson électrique	1200	Utilisation brève, non simultanée avec le micro-ondes
Routeur ou autre	8	Fonctionnement continu

Demande annuelle ≥ 730 kWh/an·raccordement

Synthèse

L’approche adoptée propose de remplacer une approche de projection classique — jugée non viable en raison de l’absence de données de référence fiables — par une approche prospective orientée vers des objectifs de développement énergétique et alignée sur le concept de transition juste. La stratégie suivie permet d’avancer malgré les limitations statistiques ; elle intègre une segmentation territoriale et sociale, permet la planification des infrastructures électriques et fournit des éléments pour les décisions de politique énergétique à court et long terme. À cette fin, elle définit une première étape représentant 20 % de la demande finale, à partir de laquelle une deuxième étape est ensuite suivie jusqu’à atteindre le niveau de demande cible. Les résultats obtenus confirment que la demande estimée selon la méthodologie proposée atteindrait des valeurs de l’ordre de celles actuellement observées dans la zone d’influence du Parc industriel de Caracol, ce qui constitue dans une certaine mesure une corroboration, étant entendu qu’il s’agit d’une demande existante pouvant être desservie à condition de disposer de l’infrastructure de production et de réseau nécessaire.

Potentiel de production hydroélectrique, solaire et éolienne

Lors des échanges préliminaires avec la contrepartie technique désignée par le Gouvernement d'Haïti, il a été convenu de limiter l'inventaire des ressources aux sources éolienne et solaire (les options biomasse et géothermie ayant été écartées).

Au cours de ce processus, il a en outre été convenu de considérer, comme donnée d'entrée pour la modélisation de l'expansion du système électrique, un ensemble de projets hydroélectriques déjà évalués par l'autorité locale et dont la concrétisation est toujours attendue à court et moyen terme (bien qu'il ne s'agisse pas d'un inventaire du potentiel de production, cet élément est inclus dans la présente section en raison de son incidence, notamment lors de la définition des différents scénarios à évaluer).

L'estimation de la disponibilité des ressources solaire et éolienne s'appuie sur les bases de données de l'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA). Les informations relatives aux projets hydroélectriques à considérer ont été fournies par l'ANARSE.

La ressource solaire

Le Global Solar Atlas estime un productible compris entre 1 500 et 1 800 kWh par kW-crête de panneau installé, soit des facteurs de charge compris entre 17 % et 21 % en moyenne annuelle pour des systèmes à inclinaison fixe de 19 degrés et sans dispositif de suivi.

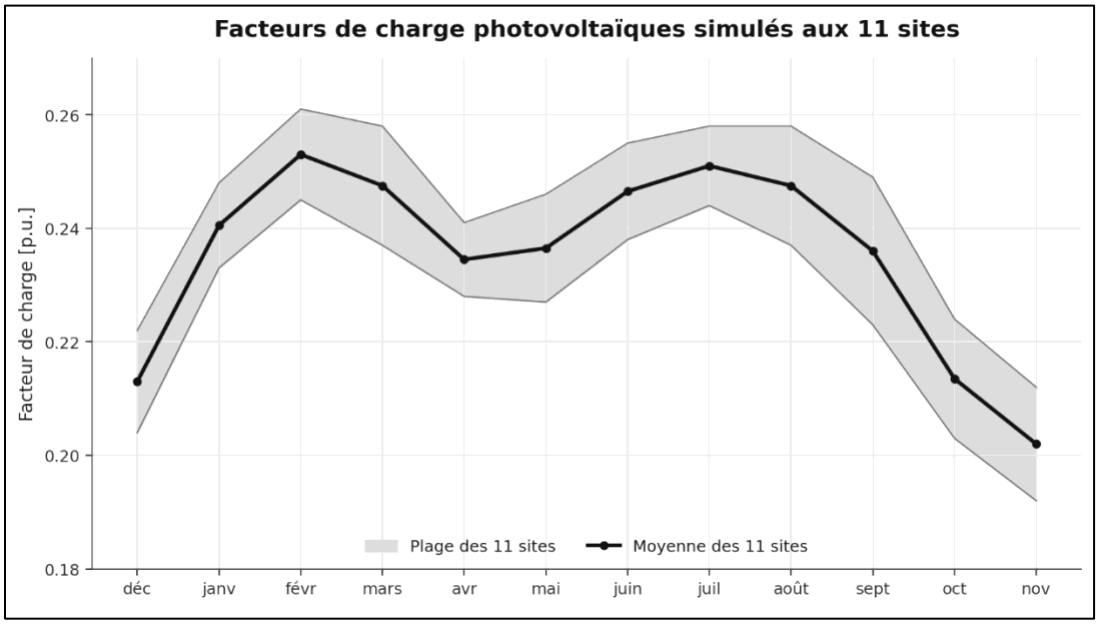


Figure 2 : Facteurs de charge photovoltaïques simulés aux 11 sites.

La Figure 2 présente les facteurs de charge des centrales solaires en 11 sites, avec un angle d'inclinaison de 18 degrés. Comme on peut le constater, la disponibilité de la ressource présente une saisonnalité marquée.

Dans tous les cas, le facteur de charge attendu dépasse 19 %, ce qui témoigne d'une bonne disponibilité de la ressource solaire. Ces valeurs sont légèrement supérieures à celles estimées par le Global Solar Atlas, dans la mesure où il a été supposé que les centrales disposent de 1,1 kW-crête installé pour chaque kW d'injection autorisée. Cela implique un productible un peu plus élevé par kW autorisé.

La ressource éolienne

Selon la carte des vents du Global Wind Atlas, les facteurs de charge des éoliennes à une hauteur de 100 mètres sont inférieurs à 30 % sur la quasi-totalité du territoire, ce qui traduit une faible disponibilité de la ressource éolienne.

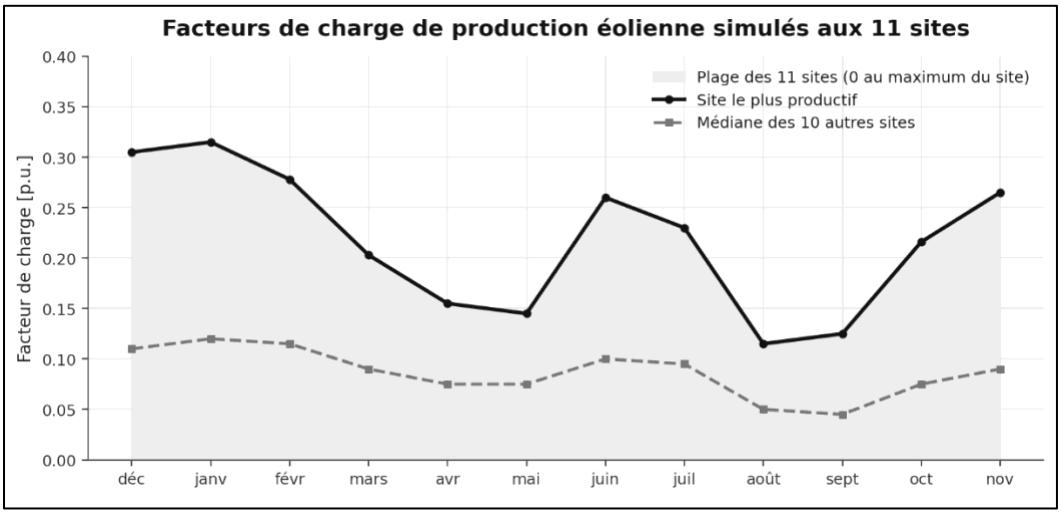


Figure 3 : Facteurs de charge de production éolienne simulés aux 11 sites.

La Figure 3 présente les résultats de la simulation, au moyen du modèle éolien stochastique mis en œuvre pour les modèles Haïti, de l'installation d'éoliennes de 1,8 MW à une hauteur de 100 m sur les 11 sites.

Comme on peut le constater, les facteurs de charge sont non seulement faibles, mais présentent également une variation saisonnière significative. Si la saisonnalité de la ressource semble favoriser sa disponibilité en hiver, ce qui serait complémentaire de l'énergie solaire, cet attribut ne suffit pas à justifier l'installation de production éolienne. Ce n'est que dans RN3 qu'une installation de faible ampleur de cette ressource pourrait se justifier.

Projets hydroélectriques

L'ANARSE a fourni une liste de 172 projets hydroélectriques. Certains existent, d'autres sont potentiels. Pour chaque projet ont été communiquées les coordonnées ainsi que des informations sur la puissance installée, l'énergie annuelle attendue et le ratio suivant :

$$rP = P_{min} / P_{max}, \qquad (1)$$

qui représente le rapport attendu entre la puissance minimale et la puissance maximale prévues.

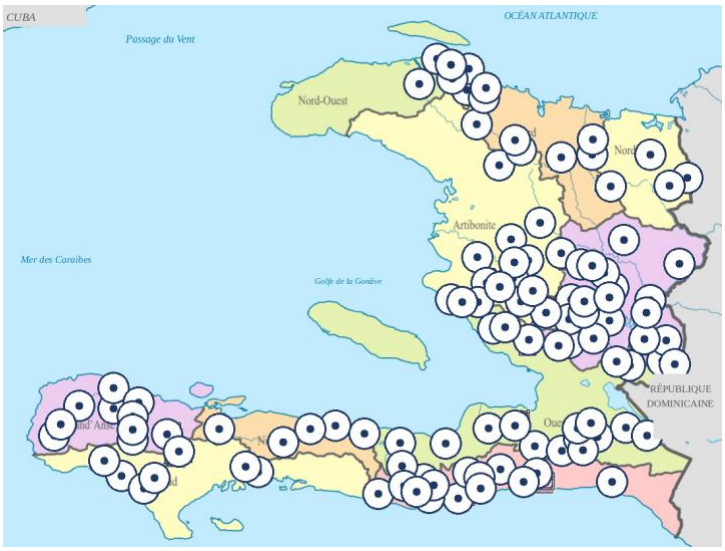


Figure 4 : Projets hydroélectriques analysés.

Pour les projets futurs, il a été supposé que ceux dont le ratio de puissance (Pmin/Pmax) est inférieur à 0,2 ne sont pas viables et ne sont intégrés aux modèles SimSEE qu'en vue d'une utilisation future éventuelle. Les projets dont le ratio de puissance (Pmin/Pmax) est supérieur à 0,2 sont activés à une date donnée par le Tableau 5, en prenant 2027 comme année 0, dans le scénario HAID (Hydro All In Dates), et aux mêmes dates mais décalées de cinq ans dans le scénario H5YS (Hydro Five Years Shifted).

Tableau 5 : Logique de mise en service des sites hydroélectriques (source : ANARSE)

Catégorie de taille	Année	Puissance installée max. (MW)	Nombre de sites
Pico, micro et mini	3	12,37	47
Petit	5	17,95	17
Macro	7	79,35	25
Grand	9	66	2

La classification des projets hydroélectriques du Tableau 5 suit les critères de l'ANARSE.

Réseaux régionaux

Composition de la production d'électricité

La présente section résume les principaux résultats. Le détail des modèles et les résultats des différents scénarios figurent dans le document « SimHaiti — Manuel d'utilisation des modèles SimSEE pour Haïti » (Annexe II).

Les résultats de l'optimisation montrent que la quantité de panneaux solaires et de systèmes de stockage par batteries (DBESS) à installer par MW de demande moyenne dépend du type de combustible utilisé pour la production thermique : GPL (gaz de pétrole liquéfié) ou fioul lourd. Il est jugé opportun de lancer un premier appel d'offres fondé sur l'option GPL. Ainsi, si la production thermique au moyen de ce combustible s'avérait impossible à mettre en œuvre, un second appel d'offres pourrait être organisé afin d'atteindre les puissances optimales.

Selon les résultats de l'optimisation, il est prévu que, pour chaque MW de demande moyenne, 4,5 MW de solaire et 1,0 MW (× 4 h) de DBESS fassent l'objet d'un appel d'offres, sous réserve de la disponibilité du GPL. Le même appel d'offres porterait sur 1,3 MW de production thermique par MW de demande moyenne. Le prix des centrales thermiques doit intégrer les coûts logistiques associés au combustible afin de garantir la disponibilité du GPL ou du fioul lourd aux prix retenus dans la présente étude.

S'agissant de l'appel d'offres, celui relatif à la production thermique peut intégrer, dans sa formule de comparaison des offres, les coûts fixes et variables, y compris les coûts logistiques du combustible, de sorte que le GPL ou le fioul lourd puissent être proposés dans un même appel d'offres et que la puissance à attribuer par MW de demande moyenne soit déterminée sur la base des offres reçues.

Plan d'expansion de la production

Les modèles suivants du système électrique haïtien ont été mis en œuvre sur la plateforme SimSEE et sont désignés comme suit :

SimHaiti_RN0, pour le réseau régional 0 avec disponibilité de gaz naturel,

SimHaiti_RN0_woNG, pour le réseau régional 0 sans disponibilité de gaz naturel,

SimHaiti_RN1, pour le réseau régional 1,

SimHaiti_RN2, pour le réseau régional 2,

SimHaiti_RN3, pour le réseau régional 3,

SimHaiti_RN4, pour le réseau régional 4,

SimHaiti_RN5, pour le réseau régional 5,

SimHaiti_RN0RN1, pour l'ensemble RN0 et RN1 reliés par une interconnexion de 100 MW,

SimHaiti_RN1_RD60, comme approximation pour analyser l'interconnexion de RN1 avec la République dominicaine au moyen d'une liaison de 100 MW, et

SimHaiti_Caracol, pour le parc industriel de Caracol, fourni uniquement aux fins de la modélisation du système existant. Aucune optimisation de l'expansion de la production n'est réalisée dans le cadre des présents travaux.

Scénarios de combustible pour les groupes thermiques

Deux scénarios de disponibilité de combustible ont été considérés pour la nouvelle production thermique d'électricité :

GPL (désigné « LPG » dans les codes des scénarios SimSEE), dans lequel l'expansion de la production thermique repose sur des groupes électrogènes alimentés au gaz de pétrole liquéfié, et

Fioul lourd, dans lequel le développement de la production thermique repose sur des groupes électrogènes alimentés au fioul lourd.

woNG : dans l'hypothèse où le gaz naturel ne serait pas disponible, deux scénarios sont considérés pour RN0 uniquement, selon la disponibilité de gaz naturel liquéfié (GNL). Le scénario sans gaz naturel est signalé par l'ajout de « woNG » (without natural gas) au nom du cas. L'expansion avec gaz naturel implique une logistique supplémentaire qui rend non viable l'installation de petits modules ; en conséquence, dans les scénarios avec gaz naturel, il a été prévu d'installer au moins un cycle combiné de 60 MW et une turbine aérodérivée de 20 MW dans RN0.

Scénarios de projets hydroélectriques

Pour les réseaux régionaux, deux scénarios d'intégration des projets hydroélectriques ont été considérés :

HAID (Hydros All In Date) : dans lequel les projets hydroélectriques identifiés comme viables par l'ANARSE sont supposés être mis en service aux dates estimées par l'ANARSE en fonction de la puissance installée du projet, et

H5YS (Hydro 5 Years Shifted) : les mêmes projets que ceux prévus dans le programme HAID, mais avec des dates de mise en service décalées de 5 ans.

La combinaison de ces scénarios donne lieu à ceux résumés au Tableau 6. Pour chacun d'entre eux, un plan d'investissement possible (PIP) a été optimisé afin de couvrir la demande prévisionnelle. Les options de développement considérées étaient l'éolien, le solaire, les systèmes de stockage par batteries et les centrales thermiques.

Tableau 6 : Configurations — Scénarios considérés

Région/ configuration	HAID (hydraulique aux dates prévues)		H5YS (hydraulique décalée de cinq ans)	
	GPL	Fioul lourd (HFO)	GPL	Fioul lourd (HFO)
RN0_woNG	RN0_woNG_HAID_LPG	RN0_woNG_HAID_HFO	RN0_woNG_H5YS_LPG	RN0_woNG_H5YS_HFO
RN0	RN0_HAID_LPG	RN0_HAID_HFO	RN0_H5YS_LPG	RN0_H5YS_HFO
RN1	RN1_HAID_LPG	RN1_HAID_HFO	RN1_H5YS_LPG	RN1_H5YS_HFO
RN2	RN2_HAID_LPG	RN2_HAID_HFO	RN2_H5YS_LPG	RN2_H5YS_HFO
RN3	RN3_HAID_LPG	RN3_HAID_HFO	RN3_H5YS_LPG	RN3_H5YS_HFO
RN4	RN4_HAID_LPG	RN4_HAID_HFO	RN4_H5YS_LPG	RN4_H5YS_HFO
RN5	RN5_HAID_LPG	RN5_HAID_HFO	RN5_H5YS_LPG	RN5_H5YS_HFO
RN1RD60	RN1RD60_HAID_LPG	RN1RD60_HAID_HFO	RN1RD60_H5YS_LPG	RN1RD60_H5YS_HFO
RN0RN1	RN0RN1_HAID_LPG	RN0RN1_HAID_HFO	RN0RN1_H5YS_LPG	RN0RN1_H5YS_HFO

Plan d'investissement possible (PIP)

Il importe de noter que les plans d'investissement en capital (PIP) qui en résultent ne sont valables que pour l'ensemble d'hypothèses formulé et que, si ces hypothèses venaient à changer, les PIP devraient être ajustés en conséquence. Par exemple, si la demande croît plus vite que prévu, les investissements prévus dans les PIP devront être anticipés afin de suivre cette croissance accélérée. À l'inverse, si la demande croît plus lentement que prévu, les investissements du PIP devront être différés en conséquence afin de maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande.

Les modèles intègrent les centrales existantes ainsi qu'un ensemble de projets hydroélectriques potentiels, sur la base des informations fournies par l'ANARSE.

Les modèles stochastiques des ressources éolienne, solaire et hydraulique ont été calés à partir des données de réanalyse ERA5.

La demande potentielle de chaque réseau régional a été estimée à partir du nombre d'habitants et d'une consommation cible par habitant.

Les modèles couvrent la période 2026-2039. Sur cette période, il est supposé qu'au départ la demande de chaque région représente 20 % de la consommation cible par habitant correspondante. La demande actuellement satisfaite étant inférieure à cette valeur, les simulations anticipent un rationnement d'énergie en 2026.

Une période de rétablissement de la fourniture d'énergie est simulée, avec un retour aux valeurs cibles en 10 ans.

Une optimisation du plan d'investissement possible (PIP) a été réalisée pour chaque réseau régional. La date de mise en service la plus précoce possible pour la nouvelle production a été fixée au 1er janvier 2027.

Dans le contexte actuel d'Haïti, seul un faible pourcentage de la population (environ 30 %) a accès à l'électricité, et cet accès est généralement limité. En conséquence, afin de représenter la demande potentielle à couvrir, il a été supposé que la courbe de consommation horaire, une fois le plan d'investissement possible (PIP) mis en œuvre, serait similaire à celle de la République dominicaine, tant en termes de consommation d'énergie par habitant que de puissance horaire requise. Une demande cible est ainsi définie pour chaque région, qui devrait être atteinte progressivement sur 10 ans, à compter de 2027.

Tableau 7 : Demande et pertes — évolution dans le temps par région (MW moyens).

Demande + Pertes [MW-moyenne]

	Année	RN0	RN1	RN2	RN3	RN4	RN5
1	**2027**	168,7	72,3	39,0	14,1	10,1	5,7
2	**2028**	239,5	102,6	55,4	20,0	14,3	8,0
3	**2029**	310,3	133,0	71,8	26,0	18,5	10,4
4	**2030**	381,1	163,3	88,1	31,9	22,7	12,8
5	**2031**	451,9	193,7	104,5	37,8	27,0	15,2
6	**2032**	522,7	224,0	120,9	43,7	31,2	17,5
7	**2033**	593,5	254,4	137,3	49,7	35,4	19,9
8	**2034**	664,3	284,7	153,6	55,6	39,6	22,3
9	**2035**	735,1	315,1	170,0	61,5	43,8	24,7
10	**2036**	806,0	345,4	186,4	67,4	48,1	27,0

Par ailleurs, les pertes de transport et de distribution du système actuel sont élevées, probablement en raison de surcharges qui accroissent les pertes ohmiques. Pour tenir compte de cette situation, il a été supposé que la demande à couvrir au niveau de la production est supérieure de 15 % à la demande initiale, mais que les pertes afférentes à cette nouvelle demande s'élèvent à 10 %, dans l'hypothèse où la nouvelle consommation s'accompagne d'une politique de réduction des pertes.

Il est difficile de prévoir si ces améliorations se concrétiseront, mais il est attendu qu'à mesure de l'avancement du PIP (plan d'investissement possible), les ouvrages d'infrastructure nécessaires à l'installation de la nouvelle capacité de production améliorent la situation au niveau du transport et de la distribution, entraînant une réduction des pertes techniques.

Coûts de défaillance et sécurité d'approvisionnement

Dans tous les modèles de demande, les coûts de défaillance (coût pour le pays de l'énergie non fournie) ont été considérés en trois paliers (ou groupes de production rationnée) correspondant à une première tranche de rationnement de 3 %, puis 7 % et enfin les 90 % restants. Les coûts pour l'économie nationale s'élèvent respectivement à 640 USD/MWh, 1 296 USD/MWh et 5 400 USD/MWh. Ces coûts de défaillance sont supposés indexés à 100 % sur le coût des combustibles des centrales thermiques.

Il importe de noter que ces coûts de défaillance déterminent l'objectif national de sécurité d'approvisionnement et, par conséquent, le niveau d'investissement dans le secteur électrique.

La sécurité d'approvisionnement est fortement influencée par les ressources disponibles et par les conséquences de défaillances imprévues des groupes de production. La puissance de chaque groupe susceptible de tomber en panne ne devrait pas excéder 10 % de la puissance totale, afin qu'en cas de défaillance les conséquences pour le réseau demeurent gérables. Les groupes de production de plus grande taille bénéficient en revanche d'économies d'échelle, ce qui va à l'encontre de cette tendance. Afin de trouver un équilibre pour les régions 2, 3, 4 et 5, il a été supposé que les options d'installation de centrales thermiques seraient de 1 MW, et seule la région 1 a été considérée comme apte à accueillir des turbines aérodérivées de 20 MW et des centrales à cycle combiné de 60 MW alimentées au gaz naturel.

Modules d'investissement éolien, solaire et DBESS

Pour les parcs éoliens, des éoliennes de 1,8 MW ont été considérées. Pour les parcs solaires, des unités de 1 MW ont été retenues. S'agissant des batteries, chaque module d'investissement correspond à une unité configurée comme un Acteur de 2 MW disposant de 4 heures de capacité de stockage.

Les prix initiaux retenus pour les options d'investissement sont ceux qui devraient être maintenus.

Tableau 8 : Coûts initiaux par technologie (CAPEX et OPEX fixe)

CAPEX et ajustement par facteur Haïti

	Solaire utilité	BESS > 1MWx4h	Groupe électrogène	Hydro	Éolien terrestre	Turbine à gaz	Cycle combiné
CAPEX [US$/kW]	1465,00	1200,00	1370,00	3325,50	2180,00	1360,00	1480,00
Facteur Haïti [p.u.]	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30
CAPEX [US$/kW]	1904,50	1560,00	1781,00	4323,15	2834,00	1768,00	1924,00

Hypothèses de réduction de coût

	Solaire utilité	BESS > 1MWx4h	Groupe électrogène	Hydro	Éolien terrestre	Turbine à gaz	Cycle combiné
Part indexée du CAPEX [p.u.]	0,53	0,46	0,00	0,00	0,36	0,00	0,00
Taux annuel de réduction [p.u.]	0,07	0,25	0,00	0,00	0,09	0,00	0,00
Facteur annuel de réduction [p.u.]	0,937	0,801	1,000	1,000	0,913	1,000	1,000

OPEX fixe et ajustement par facteur Haïti

	Solaire utilité	BESS > 1MWx4h	Groupe électrogène	Hydro	Éolien terrestre	Turbine à gaz	Cycle combiné
O&M [US$/kW]	147,68	236,77	659,51	520,65	398,52	167,98	235,06
Facteur Haïti [p.u.]	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30
OPEX fixe [US$/kW]	191,99	307,80	857,36	676,85	518,08	218,37	305,57

Sur la base de ces valeurs initiales, une réduction des coûts de CAPEX a été supposée qui, ajoutée aux coûts d'OPEX et exprimée en USD par MW-heure mis à disposition de l'équipement, donne la projection suivante:

Tableau 9 : Réduction de coût attendue par technologie

Capex [US$/kW] par année

Année	Solaire utilité	BESS > 1MWx4h	Groupe électrogène	Hydro	Éolien terrestre	Turbine à gaz	Cycle combiné
2027	1905	1560	1781	4323	2834	1768	1924
2028	1785	1249	1781	4323	2588	1768	1924
2029	1674	1000	1781	4323	2364	1768	1924
2030	1569	801	1781	4323	2159	1768	1924
2031	1471	642	1781	4323	1971	1768	1924
2032	1379	514	1781	4323	1800	1768	1924
2033	1292	411	1781	4323	1644	1768	1924
2034	1211	330	1781	4323	1502	1768	1924
2035	1135	264	1781	4323	1371	1768	1924
2036	1064	211	1781	4323	1252	1768	1924

Opex fixe [US$/kW] par année

Année	Solaire utilité	BESS > 1MWx4h	Groupe électrogène	Hydro	Éolien terrestre	Turbine à gaz	Cycle combiné
2027	192	308	857	677	518	218	306
2028	192	308	857	677	518	218	306
2029	192	308	857	677	518	218	306
2030	192	308	857	677	518	218	306
2031	192	308	857	677	518	218	306
2032	192	308	857	677	518	218	306
2033	192	308	857	677	518	218	306
2034	192	308	857	677	518	218	306
2035	192	308	857	677	518	218	306
2036	192	308	857	677	518	218	306

Production d'électricité par source

La figure suivante présente la production par source pour l'ensemble des régions selon les quatre scénarios. On observe que, dans les graphiques de gauche (scénarios GPL), la production thermique (barres brunes) est plus élevée que dans les graphiques de droite. On constate également qu'il n'existe pas de différence significative entre les scénarios HAID et H5YS (en comparant les graphiques supérieurs et inférieurs), sauf pour RN5, où le nombre de projets hydroélectriques excède la demande régionale.

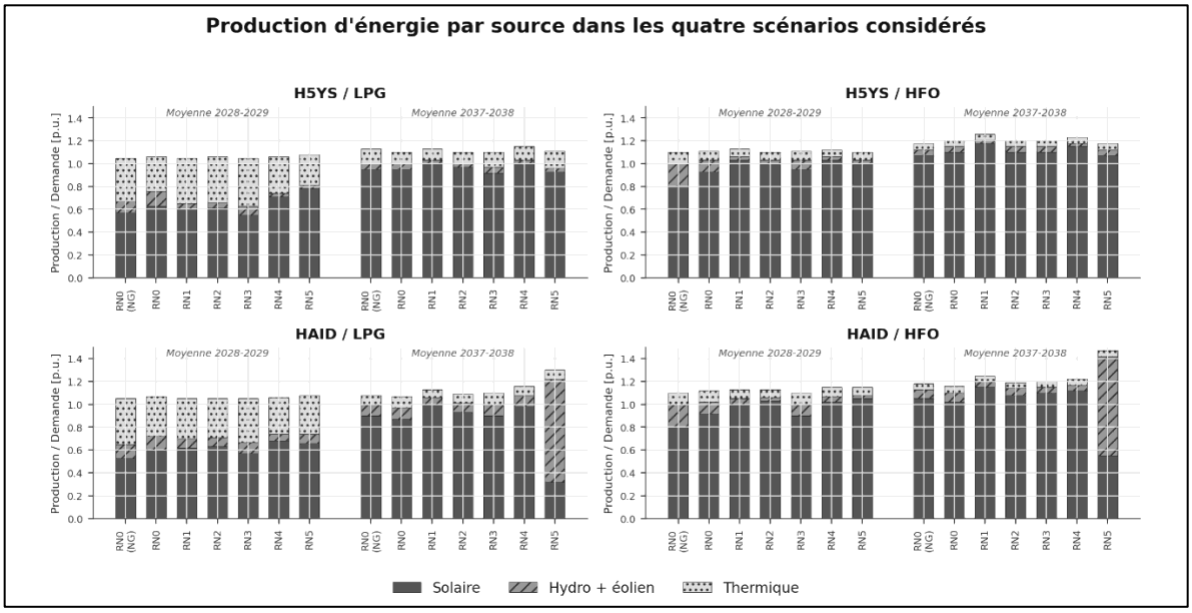


Figure 5 — Production d'énergie par source dans les quatre scénarios considérés

Coût moyen de production d'électricité

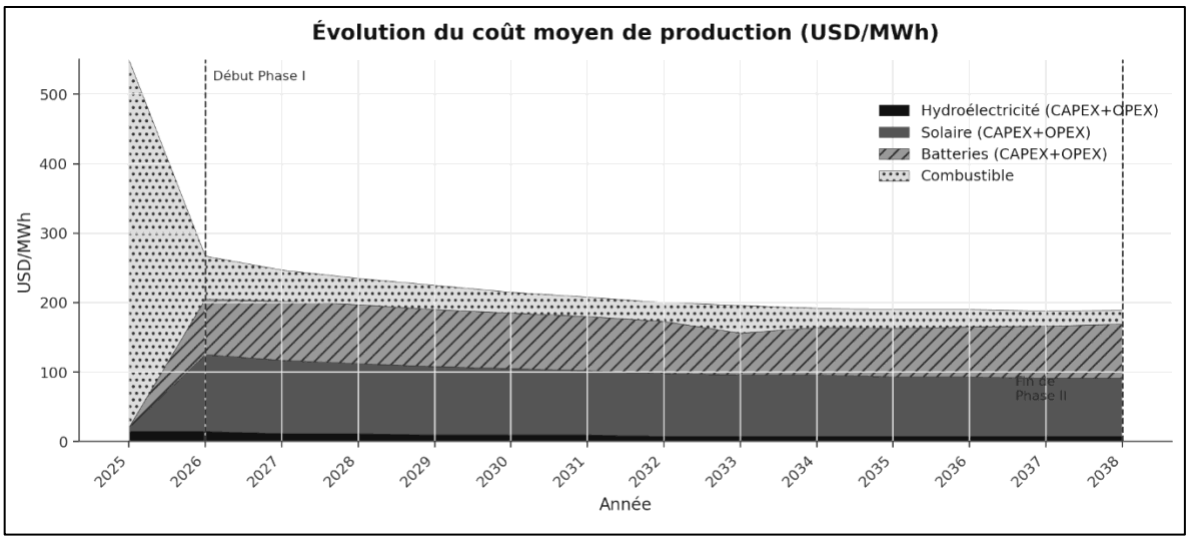


Figure 6 — Évolution du coût moyen de production (USD/MWh)

Analyse du réseau électrique

Objectif de l'analyse du réseau

L'analyse du réseau électrique développée dans le cadre de la présente étude vise à identifier les besoins de réhabilitation, de renforcement et d'extension des infrastructures de transport et de distribution nécessaires pour accompagner le développement progressif du système électrique sur les différents réseaux régionaux (RN).

Dans ce contexte, le réseau électrique est conçu comme un facilitateur de la croissance de la demande, de l'intégration de nouvelles capacités de production et de l'amélioration de la qualité de service.

Dans les systèmes présentant des déficits structurels importants, le développement du réseau remplit une double fonction. D'une part, il est indispensable pour rétablir des conditions minimales de fiabilité et d'exploitabilité des infrastructures existantes. D'autre part, les extensions nécessaires pour accompagner une augmentation substantielle de la demande d'électricité — associée aux processus d'électrification, au développement économique et à l'amélioration de l'accès au service — doivent être dimensionnées et planifiées.

L'analyse du réseau est directement liée aux études sur la demande, la production et les mini-réseaux, et constitue une composante centrale de l'élaboration d'un plan de développement global, cohérent et territorialement différencié. (Les informations détaillées figurent à l'Annexe III, Analyse du réseau électrique.)

Approche méthodologique

Le dimensionnement du réseau électrique a été réalisé en cohérence avec les scénarios d'expansion de la production définis pour chaque réseau régional. Afin de structurer l'analyse, une trajectoire simplifiée de croissance de la demande a été retenue, partant d'un niveau initial équivalent à 20 % de la demande cible estimée pour chaque région et évoluant progressivement vers des niveaux de charge plus élevés.

Il importe de souligner que cette trajectoire ne doit pas être interprétée comme une projection temporelle rigide, mais plutôt comme un instrument méthodologique permettant d'évaluer le comportement du système sous différents niveaux de demande. En ce sens, l'analyse s'organise autour de jalons de développement du système, définis par l'augmentation effective de la demande plutôt que par des horizons temporels précis.

Cette approche répond au degré élevé d'incertitude quant à l'évolution future de la demande, en particulier dans des contextes où la croissance dépend de facteurs économiques et institutionnels ainsi que de l'accès au service. En conséquence, les résultats de l'étude ne constituent pas un calendrier d'investissement figé, mais plutôt un guide souple d'interventions, dont la mise en œuvre doit être ajustée à l'évolution réelle du système.

Selon cette logique, les décisions d'investissement dans le réseau — y compris le renforcement des infrastructures existantes en 23 kV, l'extension des réseaux de distribution en 12,47 kV et en basse tension, et l'introduction progressive de niveaux de tension supérieurs — sont déclenchées par des seuils de demande préalablement identifiés, ce qui permet d'éviter à la fois un surinvestissement précoce et des contraintes à la croissance du système.

Dans ce contexte, le niveau 69 kV est identifié comme l'axe structurant des réseaux urbains et périurbains dans les régions où la demande atteint des niveaux justifiant une capacité de transport accrue et un meilleur réglage de la tension. Plus précisément, dans le cas du réseau RN1 — caractérisé par un potentiel de croissance supérieur — l'introduction éventuelle d'une dorsale 115 kV est envisagée comme solution structurelle de long terme, sous réserve de l'évolution effective de la demande.

L'analyse a été développée en supposant que les réseaux régionaux fonctionneraient majoritairement de manière isolée sur l'horizon de planification, ce qui reflète les contraintes tant techniques qu'économiques identifiées dans l'étude. Néanmoins, dans certains cas — tels que RN1 et, potentiellement, RN2 — la conception du réseau intègre des éléments susceptibles de permettre des schémas d'intégration plus poussés à long terme, selon l'évolution du système.

Enfin, le dimensionnement du réseau intègre des critères techniques visant à améliorer la fiabilité, la résilience et l'efficacité d'exploitation du système, notamment le recours à des conducteurs de plus grande capacité sur les couloirs critiques, l'intégration de systèmes de téléprotection, d'OPGW et de supervision SCADA, ainsi que le renforcement des conditions d'exploitation face aux événements météorologiques extrêmes.

Principaux résultats de l'analyse

Rétablissement de la fiabilité du système

L'analyse met en évidence une dégradation importante des infrastructures de réseau, se traduisant par des niveaux de fiabilité insuffisants, des interruptions fréquentes du service et des contraintes d'exploitation. Dans ce contexte, une part substantielle des investissements identifiés correspond à la réhabilitation et à la modernisation des actifs existants.

Ces interventions comprennent le renforcement des structures, le remplacement des conducteurs obsolètes, la modernisation des postes et l'amélioration des systèmes de protection et de contrôle. En outre, un besoin d'amélioration des conditions de mise à la terre et de protection contre la foudre a été identifié, en particulier sur les couloirs exposés.

Le rétablissement de la fiabilité du système est présenté comme une condition préalable indispensable à tout processus d'expansion de la demande et de la production.

Extension de la capacité du réseau

Parallèlement aux besoins de réhabilitation, l'analyse identifie des besoins d'extension du réseau associés à l'augmentation progressive de la demande d'électricité. Ces extensions comprennent la construction de nouveaux tronçons de transport, le renforcement des couloirs existants, l'agrandissement des postes et l'extension des réseaux de distribution vers de nouvelles zones de consommation.

En particulier, sont identifiés des couloirs critiques où la capacité de transport est insuffisante et où un redimensionnement des conducteurs ou une migration vers des niveaux de tension supérieurs s'impose. Ces interventions sont étroitement liées à l'intégration de nouvelles capacités de production, en particulier pour les sources renouvelables, dont la localisation exige un réseau capable d'évacuer l'énergie de manière efficace.

Interprétation des résultats

L'extension du réseau doit être abordée dans une optique progressive et adaptative, dans laquelle les décisions d'investissement sont directement liées à l'évolution effective de la demande. Déployer par anticipation des infrastructures surdimensionnées peut engendrer des inefficacités économiques, tandis qu'une extension insuffisante peut contraindre le développement du système.

En ce sens, le réseau doit évoluer de manière coordonnée avec l'intégration de nouvelles capacités de production, selon une logique modulaire permettant d'ajuster le rythme d'investissement aux conditions réelles du système.

Les conclusions de l'analyse ont des implications directes pour l'élaboration du plan de développement du secteur électrique, en particulier pour la définition des critères de priorisation des investissements et pour la nécessité d'assurer une coordination appropriée entre la production, les réseaux et l'expansion de la demande.

Synthèse des propositions par réseau régional

En complément de la vue d'ensemble de l'analyse, une synthèse des principales interventions proposées pour chaque réseau régional est présentée ci-après, mettant en évidence leur logique de développement, les priorités d'investissement et leur rôle au sein du système électrique. Si tous les réseaux suivent une logique commune fondée sur une extension progressive et l'adaptation à la demande, chacun présente des conditions spécifiques qui déterminent sa trajectoire de développement.

RN0 – Réseau métropolitain

Le réseau RN0, correspondant à l'aire métropolitaine, concentre la plus forte densité de demande du système et présente les exigences les plus élevées en matière de fiabilité, de qualité de service et de capacité d'exploitation. L'analyse identifie la nécessité d'une

intervention globale associant la réhabilitation des infrastructures existantes à un renforcement structurel du réseau aux niveaux de tension intermédiaires.

En particulier, il est proposé de consolider une structure maillée en 69 kV, par le renforcement de couloirs critiques tels que Varreux – Carrefour – Feuilles – Delmas, ce qui améliorera la redondance d'exploitation, réduira la vulnérabilité aux défauts et augmentera la capacité de transit au sein du système urbain.

S'agissant du réseau 115 kV, il convient de noter que celui-ci a récemment fait l'objet d'une reconstruction et d'une mise à niveau ; les besoins d'intervention à ce niveau de tension sont donc limités et portent principalement sur la maintenance des actifs et l'amélioration des systèmes de protection et de contrôle. Par conséquent, le développement de RN0 sur l'horizon de planification ne dépend pas d'investissements nouveaux significatifs à ce niveau de tension.

Il est également proposé de moderniser les postes clés, ainsi que d'intégrer des systèmes de téléprotection, d'OPGW et de supervision SCADA — éléments essentiels à l'amélioration de l'exploitation dans un environnement très complexe et à forte demande.

RN1 – Réseau Nord (prioritaire)

Le réseau RN1 est la région présentant le plus fort potentiel de croissance de la demande sur l'horizon de planification, porté par le développement du corridor économique du Nord, en particulier le long de l'axe Cap-Haïtien – Caracol – Ouanaminthe, où convergent activité industrielle, expansion urbaine et dynamisme commercial transfrontalier.

Contrairement aux autres réseaux régionaux, où la croissance attendue est plus graduelle, RN1 devrait connaître une accélération de la demande, exigeant une planification du réseau plus proactive et structurelle.

Dans un premier temps, il est proposé de renforcer le réseau 23 kV existant, par la réhabilitation et le redimensionnement des conducteurs sur les tronçons critiques, ainsi que par l'extension de la capacité des postes associés aux pôles de développement, en particulier autour de Caracol. Ces interventions amélioreront la fiabilité du système, réduiront les contraintes d'exploitation et soutiendront la croissance initiale de la demande.

Dans un second temps, sous réserve de la croissance effective de la demande, il est proposé de faire évoluer structurellement le réseau vers le 115 kV, en évitant une transition intermédiaire par le 69 kV. Les analyses réalisées indiquent que cette stratégie est plus efficiente d'un point de vue technique et économique, car elle évite les investissements redondants et permet de consolider un réseau de plus grande capacité dès les premières étapes du développement. Cette évolution ne doit pas être comprise comme une exigence immédiate, mais plutôt comme une trajectoire potentielle activée en fonction de la consolidation du développement économique de la région.

L'adoption d'une dorsale 115 kV répond non seulement à des critères de capacité de transport et de réduction des pertes, mais introduit également une dimension stratégique

supplémentaire dans le développement du système. La proximité géographique de RN1 avec le système électrique dominicain constitue un élément stratégique pertinent. Si l'interconnexion internationale n'est pas présentée comme une solution prioritaire à court terme, elle pourrait acquérir une pertinence dans cette région à moyen terme, notamment comme mécanisme de secours, d'optimisation de l'exploitation ou d'intégration régionale.

En ce sens, RN1 se positionne comme le réseau présentant le plus fort potentiel de transition vers une structure de plus grande échelle et davantage intégrée, pour autant que les conditions de demande, de financement et de gouvernance permettent d'accompagner ce processus.

RN2 – Réseau de développement intermédiaire

Le réseau RN2 dessert la partie sud du pays, caractérisée par la coexistence de centres urbains présentant un certain dynamisme économique et de zones de plus faible densité. Il couvre les départements du Sud et des Nippes et constitue l'une des régions présentant la plus forte concentration de centres urbains hors de l'aire métropolitaine, notamment les villes des Cayes, de Miragoâne et de Saint-Louis-du-Sud. Le système actuel se caractérise par de longs couloirs radiaux en 23 kV, une capacité de transformation limitée, une faible redondance d'exploitation et d'importants problèmes de réglage de la tension aux extrémités du réseau.

Dans un premier temps, la stratégie de développement porte sur le renforcement du réseau 23 kV existant, par la réhabilitation et la mise à niveau sélectives des départs critiques, la modernisation des nœuds de distribution et l'extension des réseaux moyenne et basse tension. Ces interventions visent à stabiliser le système actuel, à améliorer la continuité de service et à étendre l'accès à l'électricité dans les zones rurales et périurbaines, permettant une augmentation significative des heures de fourniture et une réduction des pertes techniques et commerciales.

Cette phase initiale constitue la base opérationnelle du système, préparant le réseau à son évolution structurelle ultérieure sans engager d'investissements prématurés à des niveaux de tension supérieurs.

Dans un second temps, l'analyse identifie la nécessité de développer une dorsale régionale 69 kV, afin de dépasser les limites inhérentes à une exploitation reposant sur des départs radiaux en 23 kV. Cette dorsale prend forme par la construction de couloirs entre Saint-Louis-du-Sud – Les Cayes et Saint-Louis-du-Sud – Miragoâne, ainsi que par l'installation de postes 69/23 kV aux nœuds stratégiques du réseau.

L'introduction du niveau 69 kV permet de réduire la dépendance à l'égard de longs départs 23 kV, d'améliorer la stabilité de la tension aux centres de charge, d'accroître la capacité de transit entre les nœuds urbains et de renforcer la résilience du système face aux défauts, tout en permettant une croissance plus soutenue de la demande.

Contrairement à RN1, où un saut structurel vers le 115 kV est proposé, dans RN2 le niveau 69 kV se configure comme une solution structurelle suffisante sur l'horizon de planification,

en cohérence avec la croissance attendue de la demande et les caractéristiques territoriales de la région.

En outre, le développement de cette dorsale 69 kV introduit un élément stratégique pertinent : la possibilité, à long terme, d'une éventuelle interconnexion avec le réseau métropolitain (RN0) à ce même niveau de tension. Si cette alternative ne fait pas partie du scénario de référence de l'étude, la conception proposée ne l'exclut pas et, au contraire, la rend techniquement possible, ouvrant une option future d'intégration accrue du système électrique national.

Dans l'ensemble, la stratégie retenue pour RN2 associe une première phase axée sur le renforcement de l'infrastructure 23 kV existante à une seconde phase de renforcement structurel en 69 kV, permettant de transformer progressivement le réseau, d'un système radial fragmenté vers une structure régionale plus robuste et interconnectée, alignée sur la croissance de la demande.

RN3 – Réseau à faible densité avec extension progressive

Le réseau RN3, correspondant au département du Nord-Ouest, couvre principalement les communes de Port-de-Paix, Bassin Bleu, Chansolme, Saint-Louis-du-Nord et Pointe des Palmistes. Il s'agit de l'une des régions les plus isolées du pays et de celles où la couverture électrique est la plus faible, avec une disponibilité moyenne inférieure à quatre heures par jour et une couverture estimée à moins de 25 %. L'infrastructure existante repose principalement sur des départs moyenne tension radiaux en 23 kV, alimentés par de petits groupes thermiques fonctionnant par intermittence.

Dans un premier temps, la proposition porte sur le renforcement du réseau 23 kV existant, par la construction de la ligne Port-de-Paix – Bassin Bleu, la réhabilitation des départs urbains, le remplacement des structures dégradées, le recours à des conducteurs de plus grande capacité et la modernisation du poste principal de Port-de-Paix. Ces interventions sont complétées par l'extension des réseaux moyenne et basse tension, l'installation de transformateurs de distribution et l'intégration du comptage intelligent, afin d'améliorer la qualité de service, de réduire les pertes et d'étendre la couverture.

Cette première phase vise à stabiliser le système actuel et à permettre une première augmentation de la demande sans introduire encore d'infrastructures à tension supérieure. En ce sens, le renforcement du 23 kV constitue la base opérationnelle permettant d'améliorer la fiabilité de RN3 et de desservir de nouveaux raccordements dans les communautés rurales et périurbaines.

Dans un second temps, sous réserve de la croissance effective de la demande, une évolution structurelle vers le 69 kV est proposée. Le rapport indique que, si la demande de RN3 atteignait des niveaux de l'ordre de 22 à 25 MW à l'horizon 2037, une exploitation reposant exclusivement sur des départs radiaux en 23 kV pourrait devenir techniquement contraignante, en raison notamment de problèmes de réglage de la tension, de pertes et de capacité thermique. Dans ce scénario, il est proposé de développer une dorsale interne 69

kV entre Port-de-Paix et Saint-Louis-du-Nord, accompagnée d'un poste 69/23 kV à Port-de-Paix et de renforcements complémentaires pour la compensation réactive et le contrôle de la tension.

Cette montée en tension ne doit pas être interprétée comme un investissement immédiat, mais plutôt comme une mesure de renforcement conditionnée par des seuils de demande. En particulier, l'étude elle-même propose d'activer la dorsale 69 kV lorsque la pointe de demande dépasse environ 12 MW, et de développer le poste 69/23 kV lorsque la demande approche 18 MW. Cette logique permet d'éviter un investissement prématuré tout en préservant une trajectoire technique claire pour transformer RN3, d'un réseau radial fragile en un système régional isolé plus robuste, résilient et évolutif.

Dans l'ensemble, la stratégie retenue pour RN3 associe la réhabilitation du 23 kV, l'extension de la distribution, la maîtrise des pertes, des renforcements face aux aléas climatiques et l'intégration éventuelle du 69 kV, tout en maintenant une exploitation isolée du réseau sur l'horizon de planification.

RN4 – Réseau à faible densité avec dorsale 23 kV

Le réseau RN4 dessert la région du Sud-Est du pays, incluant Jacmel, Cayes-Jacmel et Marigot, et se caractérise par une exploitation isolée au moyen de départs 23 kV et d'une production diesel locale, sans niveau de transport supérieur. Les conditions actuelles traduisent des limitations structurelles en matière de couverture, de continuité de service et de réglage de la tension, en particulier dans les zones rurales et périurbaines, où prédominent des réseaux fragmentés et une faible capacité de transformation.

Dans ce contexte, la stratégie vise à consolider une dorsale en 23 kV, par le renforcement des départs existants, l'interconnexion des nœuds isolés (en particulier l'axe Jacmel–Marigot) et l'extension des réseaux moyenne et basse tension. Ces interventions permettent d'améliorer la stabilité de la tension, de réduire les pertes, d'accroître la couverture électrique et de renforcer la fiabilité du système. En outre, le développement du réseau s'appuie sur l'intégration de production solaire et de systèmes de stockage (BESS), ce qui réduit la dépendance à la production diesel et améliore la qualité de service dans un schéma de réseau isolé.

RN5 – Réseau à très faible densité avec approche fondée sur la résilience

Le réseau RN5 couvre le corridor Jérémie–Roseaux dans le département de la Grand'Anse, l'une des régions les plus isolées et vulnérables du pays, caractérisée par des conditions géographiques complexes, des infrastructures limitées et une forte exposition aux événements météorologiques extrêmes. Le système actuel fonctionne au moyen de départs radiaux en 23 kV et d'une production diesel locale, avec une faible disponibilité du service et sans niveau de transport supérieur. Dans ce contexte, la stratégie vise à consolider une dorsale 23 kV le long de l'axe Jérémie–Roseaux, par la construction de nouveaux tronçons, la réhabilitation des départs existants et la modernisation des nœuds de transformation. Ces interventions sont complétées par l'extension des réseaux moyenne et basse tension,

l'installation de transformateurs de distribution et l'intégration de systèmes de protection et de sectionnement, afin d'améliorer la fiabilité du système, de réduire les pertes et d'étendre la couverture électrique dans les communautés rurales.

Compte tenu de la forte vulnérabilité de la région, la conception du réseau intègre des critères de résilience climatique, notamment l'amélioration des structures, du drainage et la stabilisation des infrastructures en zones exposées. De même, le développement du réseau s'appuie sur l'intégration de production solaire et de systèmes de stockage (BESS), ce qui réduit la dépendance à la production diesel, améliore la qualité de service et renforce l'exploitation du système dans un schéma de réseau isolé.

Possibilités d'interconnexion entre réseaux régionaux

Évaluation de l'intérêt d'interconnecter RN0 avec le GNL et RN1

Le système électrique haïtien a historiquement fonctionné comme un ensemble de réseaux régionaux faiblement intégrés entre eux, ce qui limite la souplesse d'exploitation, accroît la vulnérabilité aux défauts et restreint l'utilisation efficace des ressources de production. Dans ce contexte, l'interconnexion entre le réseau Nord (RN1) et le réseau métropolitain (RN0) a été analysée comme une alternative de développement structurel visant à progresser vers une meilleure articulation du système électrique national.

Le programme d'interconnexion RN1–RN0 propose une stratégie progressive en deux étapes. Dans une première phase, il est proposé d'établir une liaison d'exploitation en 69 kV, afin de permettre un échange contrôlé d'énergie entre les deux réseaux et de réduire le degré d'isolement régional.

Cette étape suppose la construction d'un couloir de transport, le développement d'un poste intermédiaire 69/23 kV et le renforcement des points de raccordement au réseau métropolitain, pour un investissement estimé de l'ordre de 115 millions USD.

Dans une seconde phase, sous réserve de la croissance de la demande et du renforcement du système, une évolution vers une dorsale structurelle 115 kV est proposée, par la construction d'un couloir de plus grande capacité et le développement de postes 115/69 kV aux nœuds stratégiques. Cette étape permettrait d'atteindre des capacités de transit supérieures à 150 MVA et d'améliorer sensiblement la stabilité du système, pour un investissement complémentaire estimé à environ 215 millions USD.

Dans l'ensemble, le programme représente un investissement proche de 330 millions USD, réparti progressivement dans le temps, ce qui contribue à atténuer les pressions financières et à réduire les risques liés à l'exécution.

D'un point de vue technique, l'interconnexion apporterait des bénéfices pertinents, notamment une amélioration du réglage de la tension, une plus grande capacité de réponse aux aléas, une réduction des pertes techniques et une meilleure utilisation des ressources de production disponibles. Elle permettrait également de progresser vers une coordination

accrue de l'exploitation entre régions, posant les bases d'une éventuelle intégration du système électrique à l'échelle nationale.

Toutefois, la mise en œuvre de cette alternative se heurte à des défis importants. Il s'agit d'un projet d'une grande complexité technique, exigeant des investissements substantiels et fortement dépendant de conditions habilitantes aujourd'hui limitées, en particulier en matière de capacité institutionnelle, de viabilité financière du secteur et d'évolution effective de la demande.

En outre, l'analyse économique introduit un élément déterminant dans l'appréciation de cette alternative.

Un modèle SimSEE a été configuré avec les nœuds correspondant à RN0 et RN1 reliés par des arcs de connexion de 100 MW dans les deux sens. Un facteur de pertes de 5 %, une disponibilité de 0,9 et un temps moyen de réparation de 72 heures ont été attribués à ces arcs.

L'espérance de l'annuité est présentée au Tableau 10 pour les quatre scénarios.

Tableau 10 : Espérance de l'annuité [M USD]

HAID / GPL	HAID / HFO	H5YS / GPL	H5YS / HFO
6,8	15,7	9,6	12,5

Cet avantage dépend des scénarios de production hydroélectrique ainsi que de la disponibilité de GPL ou de fioul lourd.

Si le coût annuel des investissements d'interconnexion, compte tenu du CAPEX et de l'OPEX, était inférieur à ces valeurs, l'investissement d'interconnexion serait justifié.

Selon les résultats obtenus à partir des modèles d'optimisation du système détaillés ci-dessus, l'interconnexion entre RN1 et RN0 ne génère pas de réductions significatives des coûts de l'énergie suffisantes pour justifier l'investissement requis, en particulier dans le cas d'une montée en tension au niveau 115 kV. Ce résultat indique que, dans les conditions actuelles du système, les bénéfices économiques de l'intégration ne compensent pas le niveau de capital nécessaire à sa mise en œuvre.

En conséquence, si l'interconnexion RN1–RN0 constitue une option techniquement viable, susceptible de transformer structurellement le système électrique, son développement n'est pas considéré comme prioritaire dans le scénario de référence du plan. Sa concrétisation devra être appréciée à la lumière de l'évolution future de la demande, de l'intégration de nouvelles capacités de production et du renforcement progressif des conditions techniques, financières et institutionnelles du système.

Du point de vue de la planification, l'approche retenue dans la présente étude — fondée sur des réseaux régionaux initialement isolés et un développement progressif guidé par des jalons de demande — permet de maintenir cette option ouverte sans engager de ressources à un stade précoce. En particulier, le développement de dorsales régionales et la

consolidation des capacités d'exploitation constituent des conditions préalables nécessaires à une éventuelle intégration à plus grande échelle.

Synthèse

L’interconnexion entre RN1 et RN0 ne génère pas de réductions significatives des coûts énergétiques suffisantes pour justifier l’investissement requis, en particulier dans le cas d’une montée en puissance au niveau 115 kV. Ce résultat indique que, dans les conditions actuelles du système, les bénéfices économiques de l’intégration ne compensent pas le niveau de capital nécessaire à sa mise en œuvre. L’interconnexion RN1–RN0 doit être comprise comme une option stratégique à long terme, dont la mise en œuvre devra être soigneusement séquencée pour garantir sa viabilité technique et économique, en évitant le risque de surdimensionnement et en garantissant sa durabilité au sein du système électrique national.

Systèmes de mini-réseaux

Mini-réseaux et SSD – Approche méthodologique et traitement de la demande

L'étude analyse les options d'électrification décentralisée au moyen de mini-réseaux hybrides (solaire + BESS + diesel de secours) et de systèmes solaires domestiques autonomes (SSD). (Informations détaillées à l'Annexe IV, Mini-réseaux.)

La demande est modélisée indépendamment des projections utilisées dans les plans d'expansion des réseaux régionaux : les scénarios reflètent exclusivement les besoins énergétiques actuels des ménages haïtiens, à partir des données fournies par les autorités du pays, et non des niveaux de consommation souhaités ou des projections de croissance économique.

L'analyse croise trois niveaux de demande avec trois tailles d'agglomération, générant neuf scénarios. Leur correspondance avec le cadre de niveaux de service ESMAP/ODD 7 est la suivante :

Tableau 11 : Scénarios de demande, dimensionnement et niveau de service ESMAP

Scénario	Ménages	UP/Comm.	Puissance rés. (W)	Puissance UP (W)	kWh/an/racc.	Palier ESMAP	Service type
Base (P/M/G)	238–760	12–40	200	3 000	255,5	Palier 2	Éclairage, recharge de téléphones
Moyen (P/M/G)	238–760	12–40	500	5 000	438	Palier 2–3	Ventilation, appareils de base
Élevé (P/M/G)	238–760	12–40	1 000	8 000	730	Palier 3–4 (lim.)	Réfrigération, télévision, premiers usages productifs

Le scénario le plus élevé (730 kWh/an) équivaut à 40 % de la moyenne régionale de l'Amérique latine et des Caraïbes (1 800 kWh/an) et ne dépasse pas le palier 4 de l'ESMAP. Aucun scénario n'atteint le palier 5 (équivalent à un raccordement au réseau conventionnel).

Cette restriction délibérée a des implications directes sur la technologie susceptible d'être retenue et sur les niveaux tarifaires soutenables : les mini-réseaux sont conçus pour couvrir la demande de subsistance actuelle, et non pour anticiper une croissance future qui exigerait une autre échelle d'investissement et une autre architecture de système.

Hypothèses de coûts du modèle

Les valeurs suivantes ont été appliquées uniformément à tous les scénarios : solaire à l'échelle industrielle 1 920 USD/kW (CAPEX), BESS 364 USD/kWh (4 h), groupe électrogène diesel de secours 1 170 USD/kW, OPEX solaire 202 USD/kW-an, prix du gazole 2,00 USD/l (coût de production implicite : 0,54 USD/kWh), ligne MT 40 000 USD/km, taux d'actualisation 10 %.

L'architecture des mini-réseaux modélise une part solaire de 90 % et un appoint diesel de 10 %. Les SSD sont des systèmes photovoltaïques domestiques dotés d'une batterie, sans réseau ni diesel.

Résultats de coûts

LCOE par technologie (USD/MWh)

Le LCOE de production des mini-réseaux est constant pour tous les scénarios (502–503 USD/MWh), l'architecture du système étant fixe.

Ce niveau contraste avec les 307–308 USD/MWh de la production renouvelable centralisée raccordée au réseau (référence de faible coût propre à l'étude), révélant un écart structurel de +63 % imputable à l'isolement : échelle plus réduite, BESS surdimensionné pour la pointe de demande locale et diesel de secours fonctionnant à 540 USD/MWh.

La distribution représente entre 60 % et 75 % du coût total du mini-réseau selon la densité de l'agglomération. Les SSD enregistrent le LCOE de production le plus élevé (782–1 160 USD/MWh) en raison de l'impossibilité d'exploiter des économies d'échelle.

Tableau 12 : LCOE par technologie et scénario (USD/MWh)

Technologie / Indicateur	Base P	Base M	Base G	Moy. P	Moy. M	Moy. G	Élevé P	Élevé M	Élevé G
Mini-réseau — LCOE de production	502	503	503	503	503	503	503	503	503
Mini-réseau — LCOE PROD + DIST	1 861	1 318	1 014	1 280	968	795	973	785	679
SSD — LCOE PV à coût élevé (MAX)	934	934	934	1 066	1 066	1 066	1 160	1 160	1 160
SSD — LCOE PV à faible coût (MIN)	782	782	782	828	828	828	873	873	873
Ext. réseau — Prod. renouvelable (faible)	307	308	307	307	307	307	307	307	307

Technologie / Indicateur	Base P	Base M	Base G	Moy. P	Moy. M	Moy. G	Élevé P	Élevé M	Élevé G
Ext. réseau — Prod. fossile (élevé)	562	562	562	562	562	562	562	562	562

Coût annuel équivalent par raccordement — CAE (USD/raccordement/an)

Le CAE consolide le CAPEX annualisé et l'OPEX en USD/raccordement/an, permettant une comparaison directe entre des technologies de structure radicalement différente. Le CAE des SSD ne varie pas selon la taille de l'agglomération, le système étant domestique — il dépend uniquement du niveau de consommation et du coût du module photovoltaïque.

Tableau 13 : CAE par technologie et scénario (USD/raccordement/an) — valeurs de référence minimales

Technologie	Base P	Base M	Base G	Moy. P	Moy. M	Moy. G	Élevé P	Élevé M	Élevé G
Mini-réseau (PROD+DIST)	475	337	259	560	424	348	710	573	496
SSD — PV à faible coût (MIN)	200	200	200	363	363	363	637	637	637
SSD — PV à coût élevé (MAX)	239	239	239	467	467	467	847	847	847
Ext. réseau — prod. renouvelable + DIST (MIN)	527	380	299	576	432	353	669	523	444
Ext. réseau — prod. fossile + DIST (MAX)	623	461	374	719	559	474	886	725	639
Technologie au CAE le plus faible	SSD	SSD	SSD	SSD	SSD	SSD	SSD	MR	MR

Cadre de sélection technologique

Tableau 14 : Conditions d'applicabilité par technologie

Variable	SSD	Extension du réseau	Mini-réseau
Distance au réseau	> 2 km	< 2 km	> 2 km + forte densité
Densité/taille	< 300 hab./km², < 300 ménages	Toute densité	> 600 hab./km², 1 500–10 000 usagers

Variable	SSD	Extension du réseau	Mini-réseau
Consommation/Palier	< 300 kWh/an (palier 1–2)	Tout niveau	> 300 kWh/an (palier 2+), demande d'ancrage
CAE indicatif	200–637 USD/raccordement/an	299–527 USD/raccordement/an	259–710 USD/raccordement/an

Synthèse

L'étude évalue l'électrification décentralisée au moyen de mini-réseaux hybrides (solaire + BESS + diesel de secours) et de systèmes solaires domestiques (SSD), en modélisant la demande sur la base des besoins actuels des foyers haïtiens (et non d'une consommation aspirationnelle). Le croisement de trois niveaux de demande avec trois tailles d'implantation donne neuf scénarios : le plus élevé (730 kWh/an) équivaut à à peine 40 % de la moyenne régionale ALC (1 800 kWh/an) et ne dépasse pas le niveau 4 de l'ESMAP. Cette restriction est délibérée : les mini-réseaux sont conçus pour une demande de subsistance, non pour une croissance future qui exigerait une autre échelle d'investissement. En coûts de production (LCOE), les mini-réseaux sont constants à 502–503 USD/MWh (architecture fixe), soit environ 63 % de plus que la production renouvelable centralisée raccordée au réseau (307–308 USD/MWh), cet écart structurel étant attribuable à l'isolement : échelle plus réduite, BESS surdimensionné et diesel de secours à 540 USD/MWh. La distribution ajoute encore 60 à 75 % du coût total selon la densité. Les SSD affichent le LCOE de production le plus élevé (782–1 160 USD/MWh) car ils ne peuvent pas bénéficier d'économies d'échelle. En coût annuel équivalent par raccordement (CAE), cependant — qui consolide le CAPEX et l'OPEX et permet la comparaison entre technologies de structure différente — les SSD deviennent compétitifs : étant de base domestique et se passant d'un réseau de distribution, leur CAE ne dépend pas de la taille de l'implantation, seulement du niveau de consommation et du module photovoltaïque. Conclusion : aucune technologie n'est universelle. Le choix dépend de la densité, de la demande et de la distance au réseau — extension du réseau là où il est proche, mini-réseaux dans les centres denses qui remplissent les conditions de viabilité, et SSD pour la dispersion rurale à faible demande.

3. ANALYSE CRITIQUE DES RÉSULTATS

Analyse critique des résultats — EXPANSION DE LA PRODUCTION (RÉSEAUX RÉGIONAUX)

L'expansion optimale est identique pour les six réseaux régionaux :

- énergie solaire et batteries.
- groupes électrogènes.

La puissance installée de chacune de ces deux technologies dépend dans une large mesure du coût du combustible.

Afin d'évaluer cette sensibilité, deux options de combustible ont été analysées : le fioul lourd et le gaz de pétrole liquéfié (GPL), en retenant les hypothèses de prix fournies par l'ANARSE.

L'énergie éolienne n'est économiquement viable que dans la région RN3 et pour une puissance relativement limitée.

Les petites centrales hydroélectriques ont été prises en compte dans l'analyse, mais leur contribution demeure secondaire (d'éventuels retards seraient sans conséquence).

Le gaz naturel à Port-au-Prince n'est pas rentable (facteur de charge très faible).

Vingt-huit scénarios ont été analysés, à savoir RN0 avec gaz naturel, RN0 sans gaz naturel, et les cinq autres réseaux régionaux.

Pour chacun de ces sept cas, quatre variantes ont été considérées, combinant les deux types de combustible (fioul lourd et gaz de pétrole liquéfié (GPL)) avec deux hypothèses relatives aux petites centrales hydroélectriques : mise en service à la date prévue (HAID) ou retard de cinq ans (H5YS).

Analyse critique des résultats — RÉSEAUX

Le développement des réseaux électriques proposé au chapitre précédent définit une trajectoire techniquement cohérente et territorialement différenciée. Sa mise en œuvre effective se heurte toutefois à une série de défis qui dépassent la sphère strictement technique et qui touchent à la qualité de service, à la durabilité de l'exploitation, à la situation financière du secteur et aux conditions institutionnelles du système électrique.

Dans ce contexte, le présent chapitre a pour objet d'analyser de manière critique les principaux facteurs susceptibles de conditionner la viabilité du plan de développement des réseaux, en identifiant les risques, les limites et les conditions habilitantes à prendre en compte pour en assurer la mise en œuvre effective.

Qualité de service

Si l'extension du réseau électrique constitue une condition nécessaire au développement du système, elle ne garantit pas à elle seule une amélioration de la qualité de service. Dans des contextes tels que celui analysé, où la disponibilité de la fourniture est limitée et les infrastructures gravement dégradées, l'enjeu ne réside pas seulement dans l'extension de la couverture, mais dans l'obtention de niveaux minimaux de continuité, de stabilité et de fiabilité.

À l'heure actuelle, de vastes zones du système fonctionnent avec une disponibilité réduite, des interruptions fréquentes et des problèmes de réglage de la tension, affectant tant les usagers résidentiels que les activités productives. Le rétablissement de la qualité de service doit donc être abordé comme un objectif central du processus de développement, et non comme une conséquence automatique de l'extension du réseau.

Cela suppose de prioriser les interventions visant à réhabiliter les infrastructures existantes, à renforcer les systèmes de protection et de contrôle et à améliorer l'exploitation du système. Il est également essentiel de veiller à ce que les nouveaux investissements de réseau s'accompagnent d'une capacité d'exploitation adéquate, afin que l'extension des infrastructures se traduise effectivement par des améliorations réelles pour les usagers.

Pertes d'énergie et viabilité financière

Les pertes d'énergie constituent l'un des principaux défis structurels du système électrique, avec des implications directes sur sa viabilité technique et financière. Dans le contexte analysé, ces pertes sont non seulement élevées, mais résultent également d'une combinaison de facteurs techniques et non techniques qui limitent la viabilité de toute stratégie d'extension du réseau.

D'un point de vue technique, les pertes sont associées à l'exploitation de réseaux étendus et fragiles, caractérisés par des départs radiaux très longs en 23 kV, une faible capacité de transformation et des problèmes de réglage de la tension. Ces conditions accroissent les pertes par effet Joule et réduisent l'efficacité du système, en particulier dans les régions à faible densité de demande.

La composante la plus critique correspond toutefois aux pertes non techniques, liées aux raccordements illicites, aux défaillances des systèmes de comptage, au faible niveau de facturation et aux difficultés de gestion commerciale du service. Des pertes de cette nature affectent directement les recettes du système et affaiblissent sa capacité à soutenir les investissements nécessaires en infrastructures.

Dans ce contexte, étendre le réseau sans stratégie parallèle de réduction des pertes peut produire des effets contre-productifs. Ajouter de nouvelles infrastructures à un système présentant des niveaux élevés de pertes non techniques tend à accroître le volume d'énergie non facturée, compromettant la viabilité financière du secteur et limitant le recouvrement des investissements.

La réduction des pertes doit donc être considérée comme une composante structurelle du processus de développement du système électrique, et non comme une intervention secondaire. Cela implique de mettre en œuvre des mesures globales comprenant la modernisation des systèmes de comptage, le renforcement de la gestion commerciale, la régularisation des usagers et l'amélioration de l'exploitation technique du réseau.

De même, l'approche proposée au chapitre 2 — fondée sur la priorisation des investissements au niveau de la distribution et sur un développement progressif du réseau guidé par la demande — contribue indirectement à réduire les pertes techniques, en raccourcissant la longueur des départs et en améliorant les conditions d'exploitation. Ces améliorations ne seront toutefois durables que si elles s'accompagnent d'une stratégie efficace de maîtrise des pertes non techniques.

En conséquence, la viabilité du plan de développement des réseaux dépend d'une réduction soutenue des pertes, en particulier de leur composante non technique.

Capital humain et capacités pour la pérennité du système

La mise en œuvre et la pérennité du plan de développement du système électrique dépendent non seulement de la disponibilité de ressources financières et de la qualité de la conception technique, mais également de l'existence d'un capital humain dûment formé, capable de construire, d'exploiter et d'entretenir les infrastructures dans la durée.

Dans le contexte haïtien, il s'agit de l'un des défis structurels les plus importants. La disponibilité limitée de professionnels spécialisés dans le secteur électrique, conjuguée à une migration soutenue de personnel qualifié vers d'autres pays en quête de meilleures conditions de travail, réduit sensiblement la capacité du système à réaliser des projets de grande envergure et à en assurer l'exploitation de manière efficiente.

Cette situation soulève des questions fondamentales quant à la viabilité pratique du plan d'investissement. La réalisation de projets d'infrastructure électrique exige non seulement des financements, mais aussi des équipes techniques expérimentées dans la conception, la construction, la supervision et l'exploitation de systèmes complexes. En l'absence de telles capacités, il existe un risque de dépendance excessive à l'égard de personnel étranger, susceptible d'accroître les coûts de mise en œuvre, de créer une dépendance externe et de limiter le transfert de connaissances vers le système local.

De même, la pérennité du système à long terme suppose de disposer de ressources humaines locales capables d'assurer la continuité de l'exploitation, l'entretien approprié des infrastructures et la gestion efficiente des réseaux. L'absence de telles capacités peut compromettre la fiabilité du système, réduire la durée de vie des actifs et affecter la qualité de service.

Le développement du capital humain doit donc être considéré comme une composante essentielle de la transformation du secteur électrique. Cela suppose de mettre en œuvre des programmes de formation technique, de renforcer les capacités institutionnelles et de

créer les conditions permettant de retenir les talents dans le pays, en particulier dans les domaines critiques pour l'exploitation du système.

Par ailleurs, la participation d'acteurs privés et d'organismes multilatéraux au développement du système peut constituer une opportunité d'intégrer des mécanismes de transfert de connaissances, de formation en situation de travail et de renforcement des capacités locales, pour autant que ces éléments soient explicitement pris en compte dans la conception des projets.

Dans l'ensemble, le renforcement du capital humain constitue une condition indispensable pour garantir la pérennité du système électrique dans la durée, réduire les dépendances externes et assurer une exploitation efficiente et résiliente.

Risques de mise en œuvre

La mise en œuvre du plan de développement des réseaux se heurte à une série de risques qui ne se limitent pas à la sphère technique, mais sont étroitement liés à des facteurs institutionnels, financiers et de gestion. Dans ce contexte, l'enjeu principal ne réside pas dans la définition des solutions, mais dans la capacité effective du système à les mettre en œuvre de manière soutenue et coordonnée.

D'un point de vue institutionnel, la fragmentation des responsabilités, la capacité opérationnelle limitée des entités sectorielles et la faiblesse des mécanismes de planification et de contrôle sont autant de facteurs susceptibles d'affecter la réalisation de projets d'infrastructure de grande envergure. L'absence d'une gouvernance claire et de processus décisionnels cohérents peut entraîner des retards, des dépassements de coûts ou des écarts par rapport aux priorités définies dans le plan.

Sur le plan financier, les niveaux élevés de pertes et la faible capacité de recouvrement des recettes limitent les ressources disponibles pour soutenir les investissements de réseau. Cela introduit un risque significatif pour la continuité des projets, en particulier dans un contexte où une part importante de l'investissement dépendra de financements externes. L'incertitude quant à l'évolution de la demande et à la capacité de paiement des usagers renforce la nécessité d'adopter des schémas d'investissement évolutifs et fondés sur les résultats.

Il existe également des risques liés à la réalisation technique des projets, notamment en matière de gestion des entreprises prestataires, de disponibilité des matériaux, de conditions logistiques et de complexité territoriale. Dans les régions d'accès limité et aux conditions géographiques défavorables, ces facteurs peuvent affecter sensiblement les délais et les coûts de mise en œuvre.

Un autre élément critique réside dans la coordination entre le développement de la production et l'extension du réseau. Un défaut d'alignement entre ces deux processus peut donner lieu à des situations dans lesquelles la capacité de production ne peut être évacuée

efficacement, ou dans lesquelles les infrastructures de réseau demeurent sous-utilisées faute de demande ou de production associée.

Dans ce contexte, l'approche proposée au chapitre 2, fondée sur un développement progressif du réseau guidé par des jalons de demande, contribue à atténuer certains de ces risques en permettant une plus grande souplesse dans l'allocation des ressources et dans le séquencement des investissements. Son efficacité dépendra néanmoins de la capacité du système à suivre l'évolution de la demande et à ajuster les décisions d'investissement en temps utile.

À défaut de ces conditions, même un plan techniquement solide pourrait rencontrer des limites importantes dans sa mise en œuvre.

Configuration du système : réseaux régionaux isolés

La conception du système électrique proposée dans la présente étude repose sur l'exploitation de réseaux régionaux majoritairement isolés sur l'horizon de planification, plutôt que sur la construction d'un système interconnecté à l'échelle nationale. Cette décision reflète une analyse technique et économique tenant compte des conditions actuelles du système, de la répartition géographique de la demande et des contraintes liées à la réalisation d'infrastructures de grande envergure.

Dans des contextes où la demande est limitée, dispersée et soumise à de fortes incertitudes, développer un système de transport national entièrement interconnecté supposerait des investissements importants en infrastructures à haute tension, avec un risque élevé de sous-utilisation dans les premières étapes. La construction de tels systèmes exige non seulement une base de demande solide, mais également des conditions institutionnelles et financières capables de soutenir des projets d'une grande complexité et à longue période de maturation.

En outre, les caractéristiques géographiques du territoire, conjuguées à la fragmentation actuelle du réseau et à la faiblesse structurelle des systèmes régionaux, accroissent les défis techniques et logistiques liés à la réalisation de couloirs de transport de grande envergure. Privilégier des solutions régionales permet donc de concentrer les ressources sur des interventions à impact immédiat plus élevé, visant à améliorer la qualité de service et à étendre l'accès à l'électricité.

L'approche fondée sur des réseaux régionaux isolés n'exclut pas la possibilité d'une intégration accrue à long terme. Au contraire, la conception proposée intègre, dans certains cas, des éléments susceptibles de faciliter de futures interconnexions, tels que le développement de dorsales à des niveaux de tension supérieurs dans certaines régions (par exemple RN1 et RN2). Ces intégrations possibles sont néanmoins conçues comme des étapes ultérieures, conditionnées par la consolidation de la demande et le renforcement progressif du système.

Du point de vue de la planification, ce schéma permet de réduire les risques financiers, d'améliorer l'efficacité de l'allocation des ressources et d'adapter le développement du système aux conditions réelles de chaque région. Il facilite également la mise en œuvre de solutions différenciées selon les caractéristiques territoriales, en évitant l'application de modèles homogènes non soutenables dans des contextes de faible densité de demande.

Dans l'ensemble, la configuration fondée sur des réseaux régionaux isolés constitue une stratégie pragmatique qui privilégie la viabilité technique et économique du système à court et moyen terme, sans compromettre la possibilité d'évoluer vers des schémas plus intégrés à l'avenir.

Cette approche évite d'engager des ressources dans des solutions de grande envergure qui ne correspondent pas à la réalité actuelle du système.

Expansion séquentielle – approche par jalons de demande

Le développement du système électrique dans des contextes de forte incertitude exige une approche de planification permettant d'adapter les décisions d'investissement à l'évolution effective de la demande. Établir une séquence de mise en œuvre du plan d'expansion proposé et des investissements qui en découlent constitue donc un élément critique pour garantir l'efficacité économique et la pérennité du système.

Les approches de planification traditionnelles fondées sur des horizons temporels fixes peuvent engendrer des risques de sur- ou de sous-investissement dans des contextes de forte incertitude sur la demande.

Le surinvestissement survient lorsque les infrastructures sont développées avec une capacité excédant la demande effective, ce qui se traduit par des actifs sous-utilisés et une pression inutile sur les ressources financières du système. Le sous-investissement, à l'inverse, peut limiter la capacité à desservir la croissance de la demande, engendrant des contraintes d'exploitation, une dégradation de la qualité de service et des opportunités de développement économique manquées.

Dans ce contexte, il importe de noter que la croissance de la demande retenue dans la présente étude s'inscrit dans le principal défi structurel du système électrique haïtien : l'extension de l'accès au service. En effet, une part importante de la population ne dispose toujours d'aucune fourniture d'électricité, ou d'un service très limité en termes de disponibilité et de qualité.

Sur cette base, la croissance de la demande ne répond pas uniquement à des hypothèses agrégées d'expansion économique, mais repose sur deux facteurs principaux. D'une part, une augmentation de la consommation est envisagée chez les usagers ayant actuellement accès à l'électricité, associée à une amélioration progressive de la qualité de vie et de la disponibilité effective de l'énergie. D'autre part, l'intégration de nouveaux usagers est considérée, en particulier ceux situés dans des zones proches du réseau existant, identifiés

dans l'analyse des mini-réseaux comme se trouvant à des distances de l'ordre de 2 kilomètres au maximum des infrastructures électriques.

Pour ces cas, l'extension du réseau constitue, en termes d'efficacité économique, une solution plus appropriée que le développement de systèmes isolés, contribuant ainsi à une croissance de la demande fondée sur l'élargissement effectif de l'accès au service.

Face à ces risques, l'approche retenue dans la présente étude repose sur un développement progressif du système guidé par des jalons de demande plutôt que par des horizons temporels rigides. Selon ce schéma, les investissements de réseau — y compris le renforcement des infrastructures 23 kV existantes, l'intégration de niveaux 69 kV et, dans des cas spécifiques tels que RN1, la montée en tension vers 115 kV — sont déclenchés lorsque la demande atteint des seuils justifiant techniquement et économiquement de telles interventions.

Cette approche permet d'aligner plus efficacement l'extension du réseau sur l'évolution du système, en réduisant le risque d'actifs sous-utilisés et en garantissant que les investissements répondent à des besoins réels. Elle facilite également l'intégration de souplesse dans la planification, en permettant d'ajuster la séquence des investissements selon la disponibilité des financements, l'évolution du contexte économique et les progrès en matière de réduction des pertes.

Par ailleurs, un développement séquentiel par jalons contribue à améliorer la coordination entre le développement de la production et l'extension du réseau, en évitant les déséquilibres entre l'offre et la capacité de transport. Cet aspect est particulièrement pertinent dans un système où l'intégration de nouvelles capacités de production, notamment renouvelables, exige des infrastructures de réseau capables d'évacuer l'énergie en temps utile.

Dans l'ensemble, l'approche par jalons de demande constitue non seulement un outil technique de planification hautement applicable au cas d'espèce, mais également un mécanisme de gestion des risques, permettant d'adapter le développement du système électrique à un environnement changeant tout en maintenant la cohérence entre les objectifs d'expansion, la disponibilité des ressources et les conditions réelles du système.

Interconnexion avec la République Dominicaine: évaluation critique

L'interconnexion électrique entre Haïti et la République dominicaine a été identifiée comme une alternative techniquement viable pour améliorer la fiabilité du système, réduire les coûts de production et progresser vers une intégration régionale accrue. Sa mise en œuvre doit néanmoins être appréciée de manière critique, en considérant non seulement ses bénéfices potentiels, mais aussi ses limites dans le contexte actuel du système électrique haïtien.

L'analyse des alternatives réalisée montre qu'il existe des configurations présentant des niveaux d'échelle et de complexité différents. D'une part, une option structurelle repose sur une interconnexion de forte capacité vers le système central haïtien, s'appuyant sur la

technologie CCHT, impliquant un investissement élevé et une complexité de mise en œuvre considérable. D'autre part, des alternatives de moindre échelle sont identifiées dans la région Nord, en particulier le long des axes Manzanillo – Fort-Liberté et Manzanillo – Ouanaminthe, qui supposent des besoins d'investissement moindres et s'alignent mieux sur les zones de croissance effective de la demande.

D'un point de vue technique, toutes les alternatives analysées présentent des avantages pertinents, notamment une amélioration de la stabilité du système, une moindre dépendance à l'égard d'une production thermique coûteuse et une plus grande capacité à intégrer des sources renouvelables. Ces bénéfices doivent néanmoins être mis en balance avec les conditions réelles du système, en particulier s'agissant de la structure de la demande, de la capacité à absorber l'énergie importée et des limites d'exploitation des réseaux régionaux.

L'un des principaux défis consiste à aligner la capacité d'interconnexion sur la demande effective. Dans un contexte où la croissance de la demande est incertaine et où de vastes zones du système présentent de faibles niveaux d'accès et de consommation, il existe un risque de surdimensionnement des infrastructures, engendrant des actifs sous-utilisés et compromettant l'efficacité économique du projet.

En outre, l'interconnexion introduit des dépendances opérationnelles et réglementaires qui exigent des cadres institutionnels robustes, des accords binationaux clairs et une capacité d'exploitation coordonnée, autant d'éléments aujourd'hui limités. Ces facteurs accroissent la complexité du projet et peuvent affecter sa viabilité à court et moyen terme.

Dans ce contexte, les alternatives du Nord présentent des avantages relatifs, en ce qu'elles permettent une mise en œuvre plus graduelle, avec des besoins d'investissement initiaux moindres et une meilleure adéquation aux centres de demande existants. En particulier, l'interconnexion vers Ouanaminthe se distingue par sa capacité à s'ancrer dans une demande industrielle et commerciale, ce qui réduit le risque de sous-utilisation dans les premières étapes.

Même dans ces cas, toutefois, l'interconnexion doit être comprise comme une solution complémentaire et non comme un substitut au renforcement interne du système. L'amélioration des réseaux de distribution, la réduction des pertes et l'élargissement de l'accès au service constituent des conditions préalables indispensables pour maximiser les bénéfices de tout schéma d'intégration régionale.

En conséquence, si l'interconnexion avec la République dominicaine représente une opportunité pertinente d'améliorer la performance du système électrique, sa mise en œuvre doit être soigneusement séquencée et conditionnée à l'évolution de la demande, au renforcement institutionnel du secteur et à la consolidation de la capacité d'exploitation du système.

Du point de vue de la planification, cela signifie privilégier les interventions visant à renforcer le système électrique de l'intérieur et traiter l'interconnexion comme une option stratégique

de moyen terme, dont le développement devrait être aligné sur des jalons de demande et sur la capacité réelle du système à absorber et à gérer des flux d'énergie transfrontaliers.

L'interconnexion ne doit donc pas être considérée comme un moteur initial du développement du système, mais plutôt comme une option complémentaire dont la viabilité dépend du renforcement préalable des conditions internes du secteur électrique.

Interconnexion envisageable entre RN1 et RN0

Le programme d'interconnexion RN1–RN0, décrit à la section 2, repose sur une stratégie progressive en deux étapes (69 kV puis 115 kV) pour un investissement total proche de 330 millions USD.

Ses bénéfices techniques sont réels — meilleur réglage de la tension, capacité de réponse accrue aux aléas, réduction des pertes techniques et meilleure utilisation des ressources de production. Toutefois, il s'agit d'un projet d'une grande complexité technique, exigeant des investissements substantiels et fortement dépendant de conditions habilitantes aujourd'hui limitées, en particulier en matière de capacité institutionnelle, de viabilité financière du secteur et d'évolution effective de la demande.

L'analyse économique est déterminante dans l'appréciation de cette alternative : les gains attendus ne compensent pas le niveau de capital requis, en particulier dans l'hypothèse d'une montée en tension à 115 kV. L'interconnexion demeure donc une option techniquement viable mais non prioritaire dans le scénario de référence.

Du point de vue de la planification, l'approche retenue — réseaux régionaux initialement isolés et développement progressif guidé par des jalons de demande — permet de maintenir cette option ouverte sans engager de ressources à un stade précoce, le développement de dorsales régionales et la consolidation des capacités d'exploitation constituant les conditions préalables à une éventuelle intégration à plus grande échelle.

Synthèse

L'interconnexion RN1–RN0 doit être comprise comme une option stratégique de long terme, dont la mise en œuvre devra être soigneusement séquencée afin de garantir sa viabilité technique et économique, en évitant le risque de surdimensionnement et en assurant sa pérennité au sein du système électrique national.

Conditions habilitantes pour la mise en œuvre

La mise en œuvre du plan de développement du système électrique requiert un ensemble de conditions habilitantes qui dépassent la sphère technique et qui sont déterminantes pour sa viabilité à court et moyen terme. Le renforcement institutionnel, la viabilité financière du secteur et la consolidation des capacités d'exploitation constituent en particulier des facteurs critiques pour garantir que les investissements proposés se traduisent par des améliorations réelles du service.

D'un point de vue institutionnel, il convient de progresser dans la définition de cadres de gouvernance clairs permettant une coordination appropriée entre les différents acteurs du secteur. La réalisation de projets d'infrastructure de grande envergure exige des processus décisionnels cohérents, des mécanismes de contrôle efficaces et une véritable capacité de planification permettant de soutenir l'investissement dans la durée. Sans ces éléments, le risque de retards, de dépassements de coûts et de perte d'efficacité dans la mise en œuvre du plan est élevé.

Sur le plan financier, la réduction des pertes — en particulier des pertes non techniques — constitue une condition indispensable à l'amélioration de la viabilité du système. Sans progrès sur ce front, la capacité de recouvrement des recettes demeurera limitée, affectant la viabilité de tout schéma d'investissement quelle que soit sa conception technique. L'amélioration de la gestion commerciale et la régularisation de la consommation doivent donc être considérées comme des composantes centrales de la transformation du secteur.

En outre, il est essentiel de reconnaître que, compte tenu des conditions actuelles du système électrique haïtien, il est peu probable que le volume d'investissement requis puisse être supporté exclusivement par le secteur privé aux conditions du marché. La conjonction de niveaux de pertes élevés, d'une capacité de paiement limitée des usagers et de risques opérationnels importants crée un environnement qui rend difficile la mobilisation de capitaux privés sans mécanismes d'atténuation adéquats.

En conséquence, la participation d'acteurs privés au développement du système devra s'appuyer sur des schémas de financement mixte associant l'investissement privé au soutien d'organismes multilatéraux tels que la Banque mondiale, la Banque interaméricaine de développement et d'autres institutions de développement. De tels schémas permettront de réduire les risques, d'améliorer les conditions de financement et de rendre viables des projets qui ne pourraient être réalisés selon des montages traditionnels.

Dans ce contexte, il conviendra d'établir des cadres contractuels et réglementaires offrant aux investisseurs des niveaux de certitude adéquats, définissant clairement la répartition des risques et garantissant le recouvrement de l'investissement à des conditions compatibles avec la réalité du système. L'absence de ces conditions limiterait sensiblement la participation privée et, avec elle, la capacité à réaliser le plan d'investissement.

D'un point de vue opérationnel, il importe tout autant de renforcer les capacités techniques de gestion du système, notamment l'exploitation du réseau, la mise en place de systèmes de contrôle et de supervision et l'adoption de pratiques de maintenance garantissant la fiabilité des infrastructures. Ces capacités deviendront d'autant plus déterminantes que le système évoluera vers des configurations plus complexes, avec une intégration accrue de la production et d'éventuelles interconnexions.

Dans l'ensemble, ces conditions habilitantes ne doivent pas être comprises comme des éléments complémentaires, mais comme partie intégrante du processus de développement du système électrique. L'extension des infrastructures ne garantit pas à elle seule une

amélioration du service si elle ne s'accompagne pas de progrès simultanés sur les plans institutionnel, financier et opérationnel.

Dans ce cadre, le développement du système électrique haïtien doit être abordé comme un processus progressif de transformation, dans lequel la planification du réseau, la gestion du système et la mobilisation des ressources s'articulent de manière cohérente. Ce n'est qu'à ces conditions qu'il sera possible d'évoluer vers un système plus fiable, d'étendre l'accès à l'électricité et d'assurer la pérennité des investissements dans la durée.

Observations finales

Le développement du système électrique haïtien ne doit pas être compris uniquement comme un processus d'extension des infrastructures, mais comme une transformation globale exigeant une cohérence entre planification, réalisation, renforcement institutionnel, viabilité financière et développement des capacités.

Ce n'est qu'à ces conditions qu'il sera possible d'améliorer la qualité de service, d'étendre l'accès à l'électricité et d'assurer la pérennité du système dans la durée.

Analyse critique des résultats — MINI-RÉSEAUX ET SYSTÈMES SOLAIRES AUTONOMES (SSD)

Mini-réseaux

Les mini-réseaux hybrides (solaire + BESS + diesel de secours) ne constituent pas une solution d'électrification de masse pour Haïti. Leur viabilité économique est conditionnée au respect simultané de quatre exigences en matière de répartition territoriale et de niveaux de demande :

- Densité de population supérieure à 600 habitants/km² — seuil délimitant le milieu urbain moyen et dense où les coûts de distribution s'amortissent sur un nombre suffisant de raccordements.
- Demande résidentielle supérieure à 300 kWh/ménage/an (palier 2 ESMAP minimum), en deçà de laquelle le facteur d'utilisation des actifs est insuffisant pour soutenir l'exploitation.
- Taille du système comprise entre 1 500 et 10 000 usagers — en deçà de ce seuil, les coûts fixes de gestion et de maintenance sont insoutenables sans subvention permanente ; au-delà, la charge d'exploitation devient difficile à gérer.
- Distance au réseau existant supérieure à 2 km — en deçà de ce seuil, l'extension du réseau conventionnel présente un coût annuel équivalent (CAE) inférieur à celui de tout mini-réseau, quel que soit le niveau de demande.

La composante production des mini-réseaux est structurellement plus coûteuse que la production renouvelable centralisée à grande échelle : le LCOE de la production isolée atteint 502–503 USD/MWh dans tous les scénarios, contre les valeurs de référence de la production renouvelable centralisée issues de notre propre étude — un écart de +63 % imputable à l'isolement, à l'échelle réduite et au diesel de secours fonctionnant à 540 USD/MWh. La distribution ajoute entre 60 % et 75 % du coût total selon la densité de l'agglomération, ce qui signifie que le LCOE combiné varie de 679 à 1 861 USD/MWh selon le scénario.

Dans les conditions décrites, le potentiel réel d'électrification par mini-réseaux est estimé à 100 000 ménages au maximum à l'échelle nationale, soit une cinquantaine de mini-réseaux de taille moyenne desservant environ 2 000 raccordements chacun — un volume qui représente déjà une charge d'exploitation complexe à gérer. Pour les ménages qui ne remplissent pas les conditions de viabilité des mini-réseaux, les alternatives sont l'extension du réseau régional lorsque la distance le permet (moins de 2 km) ou les systèmes solaires autonomes (SSD) pour les zones rurales dispersées à faible demande.

Systèmes solaires autonomes (SSD)

Les SSD se positionnent comme la solution offrant la plus large portée et le coût annuel équivalent le plus faible pour l'accès en milieu rural en Haïti. Pour une demande de base

(255,5 kWh/an, palier 2), le CAE d'un système SSD se situe entre 200 et 239 USD/raccordement/an, sensiblement inférieur à celui d'un petit mini-réseau assurant un service équivalent.

Leur potentiel de développement atteint 454 912 ménages en zones dispersées. Bien qu'ils enregistrent le LCOE de production le plus élevé des trois technologies, en raison de l'impossibilité d'exploiter des économies d'échelle, l'absence de réseau de distribution fait que leur CAE est le plus compétitif dans tous les scénarios de demande de base et intermédiaire.

Le principal obstacle identifié à leur adoption n'est pas technique mais financier : le coût initial des équipements exige des mécanismes de financement accessibles ou une subvention directe aux usagers.

Extension du réseau

Les 817 512 ménages recensés constituent un ensemble de candidats à un mini-réseau ou à l'extension du réseau, que seule l'analyse géospatiale de détail permet de départager selon la distance au réseau existant. Pour la fraction située à moins de 2 km, l'extension du réseau conventionnel représente l'option au CAE le plus faible (à partir de 299 USD/raccordement/an avec une production renouvelable centralisée), quel que soit le niveau de demande.

Cette alternative dépend toutefois de la réhabilitation et de l'extension des infrastructures de l'EDH — condition qui doit être traitée parallèlement au programme de solutions décentralisées.

Synthèse

L'analyse confirme une architecture de trois solutions complémentaires et mutuellement exclusives selon les conditions territoriales. L'extension du réseau est l'option la moins coûteuse (CAE à partir de 299 USD/raccordement/an) et celle qui offre la plus large portée, applicable aux 817 512 foyers situés à moins de 2 km du réseau existant, sous réserve de la réhabilitation et de l'extension de l'infrastructure de l'EDH. Les systèmes solaires domestiques (SSD) sont la solution offrant la plus grande couverture rurale (potentiel de 454 912 foyers) et le CAE le plus bas pour la demande basique et intermédiaire (200–239 USD/raccordement/an) ; leur seul obstacle significatif est financier, non technique. Les mini-réseaux hybrides constituent une niche limitée (pas plus de ~100 000 foyers, une cinquantaine d'installations de taille moyenne) : ils ne sont viables que lorsque une densité supérieure à 600 habitants/km², une demande supérieure à 300 kWh/foyer/an, entre 1 500 et 10 000 usagers et une distance au réseau supérieure à 2 km s'appliquent simultanément, et leur production isolée est structurellement plus coûteuse (LCOE 502–503 USD/MWh, 63 % au-dessus de la production renouvelable centralisée). Globalement, la priorisation devrait être : extension du réseau lorsque la distance le permet, SSD pour la dispersion rurale profonde, et mini-réseaux réservés aux centres périurbains denses qui remplissent toutes les conditions de viabilité.

4. PLAN DE DÉVELOPPEMENT

Objectif du Plan

Le présent plan de développement du secteur électrique s'inscrit dans une vision plus large du développement du pays, visant à promouvoir l'inclusion sociale et à réduire les inégalités. L'accès à l'électricité est ainsi conçu non pas comme un simple objectif sectoriel, mais comme une condition habilitante du développement économique, de la fourniture de services de base et de l'amélioration des conditions de vie de la population.

Conformément à cette approche, l'objectif ultime du plan est de progresser graduellement vers l'atteinte, à moyen et long terme, d'un niveau de demande d'électricité comparable à celui de pays présentant des caractéristiques climatiques similaires et ayant déjà atteint des niveaux de développement raisonnables.

Si, compte tenu des conditions structurelles d'Haïti, il n'est pas possible de déterminer précisément à quelle échéance ce niveau de demande sera atteint, cette cible constitue la référence structurante de la stratégie proposée. Sur la base de cette définition, et en cohérence avec l'analyse développée au chapitre 3, qui établit une approche d'expansion par jalons de demande, le plan s'organise en deux phases clairement différenciées.

La première phase, de nature immédiate, vise à atteindre 20 % de la demande cible dans chacun des six réseaux régionaux (RN), tout en veillant simultanément à ce que les infrastructures de réseau soient dûment mises à niveau et adaptées pour soutenir ce niveau de service.

La seconde phase, en revanche, est définie comme un processus dynamique et adaptatif, dont l'évolution dépendra de la croissance effective de la demande dans chaque région. Dans ce cadre, la proposition élaborée repose sur une logique d'expansion progressive, dans laquelle les décisions d'investissement sont directement liées à des seuils concrets de croissance de la demande.

Approche de gouvernance

En matière de gouvernance, et compte tenu des risques et des conditions habilitantes identifiés au chapitre 3, la conception proposée vise à minimiser les risques institutionnels et opérationnels au moyen d'une architecture simple et robuste.

D'une part, un schéma comportant un nombre limité de mini-réseaux est proposé, en privilégiant autant que possible une exploitation unifiée afin de maximiser les gains d'efficacité et de réduire la complexité de coordination.

D'autre part, les réseaux régionaux étant conçus comme des systèmes initialement indépendants, la possibilité s'ouvre à différents acteurs de participer à leur exploitation. Dans ce contexte, et compte tenu de l'ampleur des investissements requis, il est opportun

de structurer des solutions permettant une répartition appropriée des risques et minimisant les inefficacités potentielles.

En conséquence, le recours éventuel à des procédures d'appel d'offres pour la concession du service présente des avantages significatifs, en ce qu'il permet de concevoir des montages contractuels alignant le recouvrement du capital sur la responsabilité d'une exploitation efficiente et fiable du système.

Si cette approche était retenue, le rôle du régulateur dans la supervision de l'exploitation deviendrait déterminant. En particulier, l'établissement d'indicateurs de performance clairs et exigeants suppose des dossiers d'appel d'offres alignés sur les standards internationaux en la matière.

Compte tenu de la taille et de l'échelle des réseaux régionaux 1 à 5, il est recommandé d'évoluer vers un schéma dans lequel un acteur unique par réseau régional assume, de manière intégrée, l'investissement dans le réseau et son exploitation, le dispatching du système et la commercialisation de l'énergie. Ce modèle peut coexister avec la participation d'acteurs indépendants chargés de l'investissement dans les actifs de production et de leur exploitation, tels que les parcs solaires, les systèmes de stockage par batteries et la production thermique.

Dans ce cadre, les procédures d'appel d'offres menées par l'acteur intégrateur pour l'acquisition de moyens de production, ainsi que les contrats sous-tendant ces investissements, doivent également respecter les standards internationaux, afin de garantir des conditions de financement appropriées, la transparence et l'efficacité dans l'allocation des ressources.

Cette approche devra être complétée par des schémas de financement mixte intégrant le soutien d'organismes multilatéraux, conformément aux conditions identifiées au chapitre 3.

Atténuation des vulnérabilités

Du point de vue de la sécurité du système, la proposition présente des avantages significatifs en matière de résilience et de réduction de la vulnérabilité. En particulier, les options de production retenues se caractérisent par de faibles besoins en combustible, ce qui permet, d'une part, de réduire la dépendance à l'égard des produits énergétiques importés et, d'autre part, de garantir la disponibilité de l'énergie à différents moments de la journée, y compris dans des scénarios d'approvisionnement restreint en combustible.

Cette approche contribue directement à améliorer la sécurité énergétique du pays et à atténuer les risques liés aux chocs externes.

Structure du plan de développement

Conformément à l'analyse technique et économique exposée au chapitre 3, le développement des six réseaux régionaux sans interconnexion entre eux est proposé pour

une étape initiale, en faisant progresser leur développement au rythme dicté par la croissance effective de la demande dans chaque région.

Cette décision implique un investissement initial associé à la première phase, ainsi que la définition de trajectoires d'investissement pour la seconde phase, ventilées par technologie et conditionnées à l'évolution de la demande.

Il importe de préciser que cette logique de déclenchement par la demande s'applique à la production et aux réseaux régionaux, dont les investissements structurels sont subordonnés au franchissement de seuils d'utilisation et non à des échéances préétablies. L'électrification décentralisée — mini-réseaux et systèmes solaires autonomes — relève en revanche d'une logique différente : la demande y étant d'emblée identifiée et géographiquement circonscrite, elle est planifiée comme un programme opérationnel à horizon de sept ans, dont le rythme est dicté par la capacité d'exécution et de financement plutôt que par des seuils techniques. Les deux logiques sont complémentaires et non contradictoires.

L'option d'une interconnexion électrique avec la République dominicaine présentant, selon l'analyse réalisée à l'Annexe V, des limites quant à sa viabilité économique et opérationnelle dans le contexte actuel et exigeant de ce fait une analyse plus approfondie, le présent document expose un plan fondé sur le développement d'un système autonome.

Premier cas d'application : RN1 — Corridor Nord (Cap-Haïtien)

Le plan ne prétend pas transformer simultanément l'ensemble du système électrique haïtien. Il propose une stratégie reproductible, dont il est recommandé d'engager la mise en œuvre par le réseau RN1 — Corridor Nord, autour de Cap-Haïtien. Quatre considérations convergentes justifient ce choix.

Son échelle est intermédiaire. Avec 60 MVA de capacité installée, RN1 se situe entre le système métropolitain (250 MVA), dont la taille et la complexité institutionnelle rendraient toute expérimentation risquée, et les réseaux de Port-de-Paix, Jacmel et Jérémie (15 MVA chacun), trop restreints pour être démonstratifs. RN1 offre une entité suffisante pour valider un modèle et une complexité encore maîtrisable.

La demande insatisfaite y est significative et documentable. Le réseau connaît la progression de capacité la plus marquée du système — de 60 à 150 MVA — et son déclencheur de Phase II relève d'une limitation structurelle, non d'une simple congestion. Cette demande s'appuie sur une base économique identifiée : le corridor économique du Nord, le long de l'axe Cap-Haïtien – Caracol – Ouanaminthe, où convergent activité industrielle, expansion urbaine et dynamisme commercial transfrontalier.

Sa complexité technique demeure gérable. Le lot d'expansion structurelle de RN1 — dorsale 115 kV, nouveaux postes haute tension et renforcement des réseaux associés — constitue un périmètre d'ingénierie circonscrit, exécutable sans dépendre de la réforme préalable de l'ensemble du système.

Il permet enfin de piloter le modèle de concession avant sa réplication. Les schémas de concession et de participation privée recommandés au chapitre 5 exigent d'être éprouvés

sur un cas réel avant d'être étendus à l'ensemble des réseaux régionaux. RN1 offre un périmètre où tester la répartition des risques, les mécanismes de rémunération et la structure de supervision à une échelle où les enseignements sont transposables et le coût d'un ajustement reste maîtrisé.

Ainsi conçu, RN1 fonctionne comme cas de démonstration : sa réussite valide le modèle technique, contractuel et institutionnel avant son extension aux autres réseaux régionaux, tandis que les difficultés rencontrées sont absorbées à une échelle où elles restent corrigibles.

Phase I

Investissements initiaux (phase initiale)

La liste des investissements correspondant à la première phase est présentée ci-après :

Une première étape peut être distinguée, atteignant 20 % de la demande cible à long terme (année de départ des simulations).

Tableau 15 : Investissements, première étape, scénario H5YS fioul lourd

Demande + pertes cible [MW moyens], cible initiale (année 1, 2027)

	RN0 (NG)	RN0	RN1	RN2	RN3	RN4	RN5
Demande cible	168,7	168,7	72,3	39,0	14,1	10,1	5,7

Puissance installée [MW]

Technologie	RN0 (NG)	RN0	RN1	RN2	RN3	RN4	RN5
Solaire	614,0	711,9	342,3	183,1	61,0	47,9	27,0
DBESS	363,1	446,6	218,4	113,5	36,8	30,1	16,6
Thermique	174,9	132,5	74,5	34,8	10,4	11,5	7,4
Hydro	29,8	29,8	1,3	1,4	0,0	0,0	0,0
Éolien	0,0	0,0	0,0	0,0	4,4	0,0	0,0
Total	1 181,7	1 320,8	636,4	332,9	112,7	89,4	50,9

CAPEX + OPEX fixe [M USD]

Technologie	RN0 (NG)	RN0	RN1	RN2	RN3	RN4	RN5
Solaire	1 287,2	1 492,5	717,7	383,9	128,0	100,3	56,6
DBESS	678,2	834,1	407,9	212,0	68,7	56,1	30,9
Thermique	457,4	349,7	196,5	91,9	27,5	30,4	19,4

Technologie	RN0 (NG)	RN0	RN1	RN2	RN3	RN4	RN5
Hydro	148,8	148,8	6,3	7,0	0,0	0,0	0,0
Éolien	0,0	0,0	0,0	0,0	14,8	0,0	0,0
Total	2 575,6	2 825,1	1 328,4	694,8	239,0	186,9	106,9

CAPEX [M USD]

Technologie	RN0 (NG)	RN0	RN1	RN2	RN3	RN4	RN5
Solaire	1 169,3	1 355,8	651,9	348,8	116,3	91,1	51,4
DBESS	566,4	696,7	340,7	177,0	57,4	46,9	25,8
Thermique	311,5	236,0	132,6	62,1	18,6	20,5	13,1
Hydro	128,7	128,7	5,5	6,1	0,0	0,0	0,0
Éolien	0,0	0,0	0,0	0,0	12,5	0,0	0,0
Total	2 175,9	2 417,2	1 130,7	593,9	204,8	158,5	90,4

OPEX fixe [M USD]

Technologie	RN0 (NG)	RN0	RN1	RN2	RN3	RN4	RN5
Solaire	117,9	136,7	65,7	35,2	11,7	9,2	5,2
DBESS	111,8	137,5	67,2	34,9	11,3	9,3	5,1
Thermique	149,9	113,6	63,8	29,9	8,9	9,9	6,3
Hydro	20,1	20,1	0,9	0,9	0,0	0,0	0,0
Éolien	0,0	0,0	0,0	0,0	2,3	0,0	0,0
Total	399,7	407,9	197,6	100,9	34,3	28,3	16,6

Les résultats de l'optimisation récapitulent, dans les tableaux suivants, les investissements en CAPEX et en OPEX fixe requis pour chacun des quatre scénarios considérés.

Tableau 16 : Investissements, première étape, scénario H5YS GPL

Demande + pertes cible [MW moyens], cible initiale (année 1, 2027)

	RN0 (NG)	RN0	RN1	RN2	RN3	RN4	RN5
Demande cible	168,7	168,7	72,3	39,0	14,1	10,1	5,7

Puissance installée [MW]

Technologie	RN0 (NG)	RN0	RN1	RN2	RN3	RN4	RN5
Solaire	440,7	486,4	196,9	111,6	35,9	32,8	20,5

Technologie	RN0 (NG)	RN0	RN1	RN2	RN3	RN4	RN5
DBESS	188,3	205,4	61,9	41,7	12,3	14,7	9,8
Thermique	227,4	196,7	113,1	54,2	16,6	16,1	10,1
Hydro	29,8	29,8	1,3	1,4	0,0	0,0	0,0
Éolien	0,0	0,0	0,0	0,0	5,5	0,0	0,0
Total	886,1	918,3	373,2	208,9	70,2	63,7	40,5

CAPEX + OPEX fixe [M USD]

Technologie	RN0 (NG)	RN0	RN1	RN2	RN3	RN4	RN5
Solaire	923,9	1 019,7	412,8	234,1	75,2	68,8	43,1
DBESS	351,7	383,7	115,7	77,9	22,9	27,5	18,3
Thermique	599,8	518,9	298,5	142,9	43,7	42,5	26,7
Hydro	148,8	148,8	6,3	7,0	0,0	0,0	0,0
Éolien	0,0	0,0	0,0	0,0	18,5	0,0	0,0
Total	2 024,2	2 071,2	833,3	461,9	160,4	138,8	88,1

CAPEX [M USD]

Technologie	RN0 (NG)	RN0	RN1	RN2	RN3	RN4	RN5
Solaire	839,3	926,3	375,0	212,6	68,3	62,5	39,1
DBESS	293,7	320,5	96,6	65,1	19,1	23,0	15,3
Thermique	404,9	350,3	201,5	96,5	29,5	28,7	18,0
Hydro	128,7	128,7	5,5	6,1	0,0	0,0	0,0
Éolien	0,0	0,0	0,0	0,0	15,6	0,0	0,0
Total	1 666,6	1 725,8	678,6	380,2	132,6	114,2	72,5

OPEX fixe [M USD]

Technologie	RN0 (NG)	RN0	RN1	RN2	RN3	RN4	RN5
Solaire	84,6	93,4	37,8	21,4	6,9	6,3	3,9
DBESS	57,9	63,2	19,1	12,8	3,8	4,5	3,0
Thermique	194,9	168,6	97,0	46,5	14,2	13,8	8,7
Hydro	20,1	20,1	0,9	0,9	0,0	0,0	0,0

Technologie	RN0 (NG)	RN0	RN1	RN2	RN3	RN4	RN5
Éolien	0,0	0,0	0,0	0,0	2,9	0,0	0,0
Total	357,6	345,4	154,7	81,7	27,7	24,7	15,6

Tableau 17 : Investissements, première étape, scénario HAID fioul lourd

Demande + pertes cible [MW moyens], cible initiale (année 1, 2027)

	RN0 (NG)	RN0	RN1	RN2	RN3	RN4	RN5
Demande cible	168,7	168,7	72,3	39,0	14,1	10,1	5,7

Puissance installée [MW]

Technologie	RN0 (NG)	RN0	RN1	RN2	RN3	RN4	RN5
Solaire	607,5	718,9	335,0	185,3	61,0	47,5	27,9
DBESS	353,9	450,3	216,5	114,1	36,8	31,3	18,4
Thermique	173,4	131,9	76,6	34,8	10,4	11,8	6,7
Hydro	29,8	29,8	1,3	1,4	0,0	0,0	0,0
Éolien	0,0	0,0	0,0	0,0	4,4	0,0	0,0
Total	1 164,6	1 330,9	629,4	335,6	112,7	90,7	53,1

CAPEX + OPEX fixe [M USD]

Technologie	RN0 (NG)	RN0	RN1	RN2	RN3	RN4	RN5
Solaire	1 273,7	1 507,3	702,2	388,4	128,0	99,7	58,5
DBESS	661,0	841,0	404,5	213,1	68,7	58,4	34,4
Thermique	457,4	348,1	202,1	91,9	27,5	31,2	17,8
Hydro	148,8	148,8	6,3	7,0	0,0	0,0	0,0
Éolien	0,0	0,0	0,0	0,0	14,8	0,0	0,0
Total	2 540,9	2 845,1	1 315,2	700,5	239,0	189,3	110,7

CAPEX [M USD]

Technologie	RN0 (NG)	RN0	RN1	RN2	RN3	RN4	RN5
Solaire	1 157,1	1 369,2	637,9	352,8	116,3	90,5	53,2
DBESS	552,1	702,4	337,8	178,0	57,4	48,8	28,7

Technologie	RN0 (NG)	RN0	RN1	RN2	RN3	RN4	RN5
Thermique	308,8	235,0	136,4	62,1	18,6	21,1	12,0
Hydro	128,7	128,7	5,5	6,1	0,0	0,0	0,0
Éolien	0,0	0,0	0,0	0,0	12,5	0,0	0,0
Total	2 146,6	2 435,3	1 117,7	599,0	204,8	160,4	93,9

OPEX fixe [M USD]

Technologie	RN0 (NG)	RN0	RN1	RN2	RN3	RN4	RN5
Solaire	116,6	138,0	64,3	35,6	11,7	9,1	5,4
DBESS	108,9	138,6	66,7	35,1	11,3	9,6	5,7
Thermique	148,6	113,1	65,7	29,9	8,9	10,1	5,8
Hydro	20,1	20,1	0,9	0,9	0,0	0,0	0,0
Éolien	0,0	0,0	0,0	0,0	2,3	0,0	0,0
Total	394,3	409,9	197,5	101,5	34,3	28,9	16,8

Tableau 18 : Investissements, première étape, scénario HAID GPL

Demande + pertes cible [MW moyens], cible initiale (année 1, 2027)

	RN0 (NG)	RN0	RN1	RN2	RN3	RN4	RN5
Demande cible	168,7	168,7	72,3	39,0	14,1	10,1	5,7

Puissance installée [MW]

Technologie	RN0 (NG)	RN0	RN1	RN2	RN3	RN4	RN5
Solaire	408,2	469,5	208,2	114,7	35,9	32,2	18,1
DBESS	155,2	193,2	76,0	42,3	12,3	14,7	6,7
Thermique	237,8	196,7	109,4	52,3	16,6	16,1	10,7
Hydro	29,8	29,8	1,3	1,4	0,0	0,0	0,0
Éolien	0,0	0,0	0,0	0,0	5,5	0,0	0,0
Total	830,9	889,2	395,0	210,8	70,2	63,0	35,6

CAPEX + OPEX fixe [M USD]

Technologie	RN0 (NG)	RN0	RN1	RN2	RN3	RN4	RN5
Solaire	855,8	984,4	436,6	240,5	75,2	67,5	37,9
DBESS	289,8	360,8	142,0	79,0	22,9	27,5	12,6
Thermique	627,3	518,9	288,8	138,1	43,7	42,5	28,3
Hydro	148,8	148,8	6,3	7,0	0,0	0,0	0,0
Éolien	0,0	0,0	0,0	0,0	18,5	0,0	0,0
Total	1 921,8	2 012,9	873,7	464,6	160,4	137,6	78,9

CAPEX [M USD]

Technologie	RN0 (NG)	RN0	RN1	RN2	RN3	RN4	RN5
Solaire	777,4	894,2	396,6	218,5	68,3	61,3	34,5
DBESS	242,0	301,3	118,6	66,0	19,1	23,0	10,5
Thermique	423,5	350,3	194,9	93,2	29,5	28,7	19,1
Hydro	128,7	128,7	5,5	6,1	0,0	0,0	0,0
Éolien	0,0	0,0	0,0	0,0	15,6	0,0	0,0
Total	1 571,6	1 674,5	715,7	383,7	132,6	113,0	64,1

OPEX fixe [M USD]

Technologie	RN0 (NG)	RN0	RN1	RN2	RN3	RN4	RN5
Solaire	78,4	90,1	40,0	22,0	6,9	6,2	3,5
DBESS	47,8	59,5	23,4	13,0	3,8	4,5	2,1
Thermique	203,9	168,6	93,8	44,9	14,2	13,8	9,2
Hydro	20,1	20,1	0,9	0,9	0,0	0,0	0,0
Éolien	0,0	0,0	0,0	0,0	2,9	0,0	0,0
Total	350,1	338,4	158,1	80,9	27,7	24,5	14,8

Extension du réseau

PHASE I

Tableau 19 : Plan pour RN0, première phase

Le tableau d'engagement initial de capitaux varie selon la structuration des investissements. Par exemple, si les investissements sont réalisés au moyen d'appels d'offres attribuant des contrats d'achat d'électricité portant sur l'énergie fournie et la puissance mise à disposition, aucun engagement initial de capitaux n'est requis ; il convient de le garder à l'esprit. Si les investissements sont réalisés au moyen d'apports en fonds propres destinés à couvrir les dépenses d'investissement (CAPEX), le premier tableau (en haut à droite) s'applique dans tous les cas.

RN0 – Phase I

Plan de renforcement (RN0) – Budget	Budget Phase I (M USD)	Consistance technique des ouvrages
A. Lignes de transport 115 kV	2,9	Le programme de la phase I (2,9 M USD) vise à améliorer la fiabilité de l'ossature 115 kV existante par un reconducteur ciblé et un renforcement structurel, des mises à niveau de la protection, ainsi que l'intégration OPGW/télécommunications à l'appui de la surveillance du système.
B. Postes 115 kV	15,2	Le programme de la phase I (15,2 M USD) couvre la réhabilitation et l'augmentation de capacité des postes 115 kV clés, comprenant des travaux sur les transformateurs de puissance, la modernisation de la protection et du contrôle, l'intégration SCADA, et des travaux de génie civil afin d'améliorer la fiabilité de l'ossature métropolitaine.
C. Lignes de sous-transmission 69 kV	27,0	Le programme de la phase I (27,0 M USD) comprend le reconducteur et le renforcement des lignes de sous-transmission 69 kV desservant le réseau métropolitain, ainsi que des travaux d'emprise, des mises à niveau de la protection et l'intégration télécom/SCADA.
D. Postes 69 kV	51,9	Le programme de la phase I (51,9 M USD) couvre la réhabilitation et l'extension des postes 69 kV, comprenant des ajouts de capacité de transformation, le remplacement de l'appareillage, des systèmes de protection et de contrôle, et des travaux de génie civil.

Plan de renforcement (RN0) – Budget	Budget Phase I (M USD)	Consistance technique des ouvrages
E. Renforcement de la distribution et électrification	69,0	Le programme de distribution de la phase I (69,0 M USD) est axé sur le renforcement des réseaux MT/BT et l'électrification rapide de l'ensemble de l'aire métropolitaine, comprenant de nouveaux transformateurs de distribution, la mise à niveau des départs, et un déploiement initial d'AMI dans les zones à fortes pertes.
Total	**166,0**	

Tableau 20 : Plan pour RN1, première phase

RN1 – Phase I

Plan de renforcement (RN1) – Budget	Budget Phase I (M USD)	Consistance technique des ouvrages
A. Lignes de sous-transmission	23,9	Le programme de sous-transmission de la phase I comprend le reconducteur et le renforcement de la ligne Cap-Haïtien–Caracol (7 M USD), le remplacement de conducteurs et les mises à niveau structurelles sur Caracol–Fort-Liberté (6 M USD), et les travaux de réhabilitation sur Fort-Liberté–Ouanaminthe (5 M USD). Il intègre également le déploiement de fibre ADSS et de systèmes de téléprotection/SCADA (3,6 M USD), ainsi que des équipements de protection et l'intégration du système de contrôle (2,3 M USD).
B. Postes et nœuds électriques	6,2	Le programme de postes de la phase I (6,2 M USD) comprend la réhabilitation et l'extension des nœuds primaires 23 kV par l'installation de nouveaux tableaux blindés (8 à 12 départs), la mise à niveau des systèmes de protection et la modernisation du comptage de facturation (TC/TT). Il intègre également l'intégration SCADA (RTU/IED), des systèmes auxiliaires et des travaux de génie civil mineurs, ainsi que des équipements de soutien de tension. Le programme est complété par la coordination des protections, la surveillance et la mise en œuvre technique pour assurer le fonctionnement fiable des nœuds mis à niveau.
C. Renforcement de la distribution et électrification	21,7	Le programme de distribution (21,7 M USD) est axé sur l'électrification rapide par l'extension des départs 13,8 kV et des réseaux basse tension afin d'étendre la couverture de service dans les zones rurales et urbaines prioritaires. Il comprend

Plan de renforcement (RN1) – Budget	Budget Phase I (M USD)	Consistance technique des ouvrages
		l'installation initiale de transformateurs de distribution pour permettre de nouveaux raccordements et un déploiement ciblé de systèmes AMI dans les zones à fortes pertes afin d'améliorer le comptage et de réduire les pertes techniques et non techniques.
D. Travaux complémentaires (génie civil et atténuation environnementale)	3,0	Les travaux complémentaires (3 M USD) comprennent les premières voies d'accès et améliorations de drainage nécessaires à la construction, des mesures de base d'atténuation environnementale, ainsi qu'une formation à l'exploitation et à la maintenance pour développer les capacités opérationnelles initiales.
Total	**54,8**	

Tableau 21 : Plan pour RN2, première phase

RN2 – Phase I

Plan de renforcement (RN2) – Budget	Budget Phase I (M USD)	Consistance technique des ouvrages
A. Lignes de sous-transmission	0,0	Aucun investissement n'est alloué à de nouvelles lignes ou postes 69 kV en phase I, leur développement étant conditionné par la croissance future de la demande. La stratégie initiale vise à renforcer les réseaux 23 kV et basse tension existants, en augmentant leur capacité à accueillir de nouveaux usagers et à améliorer la qualité et la fiabilité du service.
B. Postes et nœuds électriques	0,0	Aucun investissement n'est alloué à de nouvelles lignes ou postes 69 kV en phase I, leur développement étant conditionné par la croissance future de la demande. La stratégie initiale vise à renforcer les réseaux 23 kV et basse tension existants, en augmentant leur capacité à accueillir de nouveaux usagers et à améliorer la qualité et la fiabilité du service.
C. Renforcement de la distribution et électrification	28,0	Le programme de distribution est axé sur l'expansion rapide des réseaux MT et BT, comprenant le développement et la réhabilitation du réseau MT (12 M USD), un déploiement à grande échelle du réseau BT (9 M USD), et une électrification rurale initiale avec de nouveaux raccordements (5 M USD). Il

Plan de renforcement (RN2) – Budget	Budget Phase I (M USD)	Consistance technique des ouvrages
		intègre également un déploiement précoce du comptage et des mesures de réduction des pertes (2 M USD), permettant une expansion rapide de la couverture de service et un contrôle initial des pertes dans les zones prioritaires.
D. Travaux complémentaires (génie civil et atténuation environnementale)	3,5	Les travaux complémentaires portent sur la facilitation des activités de construction, notamment les premières voies d'accès, les améliorations de drainage, l'atténuation environnementale et le renforcement précoce des capacités pour appuyer la mise en œuvre du projet.
Total	**31,5**	

Tableau 22 : Plan pour RN3, première phase

RN3 – Phase I

Plan de renforcement (RN3) – Budget	Budget Phase I (M USD)	Consistance technique des ouvrages
A. Lignes 23 kV	10,0	Le programme (10 M USD) comprend la construction d'une ligne 23 kV de 27 km, couvrant les conducteurs, les structures monopodes en acier, les isolateurs et les travaux de génie civil (5,6 M USD), ainsi que l'installation et la logistique (2,0 M USD). Il comprend également le déboisement de l'emprise, une infrastructure prête pour l'OPGW, l'atténuation environnementale et les études techniques, avec des provisions pour les risques de mise en œuvre.
B. Postes et nœuds électriques 23 kV	10,0	Le programme de postes (10 M USD) comprend la réhabilitation du poste de Port-de-Paix (5,5 M USD), couvrant la remise à neuf des transformateurs, le remplacement de l'appareillage 23 kV, la mise à niveau de la protection et du contrôle, les systèmes auxiliaires, l'intégration SCADA et les travaux de génie civil de la cour de poste. Il comprend également la construction d'un nouveau poste de distribution 23/0,4 kV à Bassin-Bleu (4,5 M USD), intégrant des transformateurs de puissance, un appareillage MT/BT, des systèmes de protection, une infrastructure prête pour le SCADA

Plan de renforcement (RN3) – Budget	Budget Phase I (M USD)	Consistance technique des ouvrages
		et les travaux de génie civil associés, appuyés par l'installation, la mise en service et les études techniques.
C. Renforcement de la distribution et électrification	9,0	Le programme de distribution et d'électrification rurale (9 M USD) comprend le développement de réseaux moyenne tension (3,8 M USD) avec de nouveaux conducteurs, poteaux et équipements de ligne, ainsi que le déploiement du réseau basse tension (2,7 M USD) couvrant environ 150 km de lignes et de raccordements de foyers. Il intègre également l'installation de transformateurs de distribution (1,2 M USD, ~80 unités, 8 MVA au total), un déploiement partiel de systèmes de comptage intelligent (0,8 M USD), ainsi que les études, la supervision et les mesures environnementales et sociales (0,5 M USD) pour appuyer une expansion fiable du service et la réduction des pertes.
D. Travaux complémentaires (génie civil et atténuation environnementale)	4,0	Les travaux complémentaires portent sur la facilitation des activités de construction, notamment les premières voies d'accès, les améliorations de drainage et le renforcement précoce des capacités pour appuyer la mise en œuvre du projet.
Total	**33,0**	

Tableau 23 : Plan pour RN4, première phase

RN4 – Phase I

Plan de renforcement (RN4) – Budget	Budget Phase I (M USD)	Consistance technique des ouvrages
A. Lignes 23 kV	4,6	Le programme de la phase I (4,6 M USD) est axé sur le renforcement du réseau et l'amélioration opérationnelle dans la zone de Jacmel, comprenant le reconducteur du corridor Jacmel–Cayes-Jacmel (20 km, 3,6 M USD) et des travaux de reconfiguration du réseau interne (10 km, 1,0 M USD). La portée couvre la mise à niveau des conducteurs, le remplacement des poteaux, les isolateurs et les travaux de génie civil, ainsi que l'installation, la logistique et l'atténuation environnementale, complétés par le déploiement de

Plan de renforcement (RN4) – Budget	Budget Phase I (M USD)	Consistance technique des ouvrages
		sectionneurs automatisés pour améliorer la fiabilité et la flexibilité du réseau.
B. Postes 23 kV	3,0	Le programme de la phase I (3,0 M USD) est axé sur la mise à niveau du poste primaire existant de Jacmel (23/0,4 kV, 15 à 20 MVA). Il comprend le remplacement de l'appareillage MT (0,8 M USD), la modernisation de la protection et du contrôle (0,45 M USD), et la remise à neuf des transformateurs (0,7 M USD). Les travaux supplémentaires couvrent les systèmes auxiliaires (0,25 M USD), les travaux de génie civil et la réhabilitation de la cour (0,35 M USD), l'installation et les essais (0,25 M USD), et les provisions (0,2 M USD). L'objectif est d'améliorer la fiabilité et de préparer le système à l'expansion.
C. Renforcement de la distribution et nouveaux raccordements	5,4	Le programme de la phase I (5,4 M USD) est axé sur l'expansion initiale du réseau et l'amélioration de l'accès, comprenant le développement du réseau MT (2,2 M USD) et le déploiement du réseau BT (1,8 M USD) afin d'étendre la couverture de service dans les zones prioritaires. Il comprend également l'installation de transformateurs de distribution (0,9 M USD) pour permettre de nouveaux raccordements, ainsi que le soutien aux raccordements de clients (0,3 M USD) et un déploiement initial d'AMI (0,2 M USD) ciblant les zones à fortes pertes.
D. Travaux complémentaires (génie civil et études techniques)	1,2	Cette composante comprend les travaux de génie civil, les études détaillées, la supervision et les activités de soutien nécessaires pour assurer une bonne exécution du projet, l'accessibilité du site et la conformité aux normes techniques et environnementales.
Total	**14,2**	

Tableau 24 : Plan pour RN5, première phase

RN5 – Phase I

Plan de renforcement (RN5) – Budget	Budget Phase I (M USD)	Consistance technique des ouvrages
A. Lignes 23 kV	1,2	La phase I (1,2 M USD) est axée sur le renforcement du réseau existant par la réhabilitation de 8 km de départs MT (1,05 M USD), comprenant les conducteurs (0,3 M USD), les poteaux (0,25 M USD), les appareils de sectionnement (0,3 M USD) et les travaux de génie civil (0,2 M USD), pour un coût moyen de 42 000 USD/km. Elle comprend également la protection et l'automatisation (0,15 M USD) avec des reclosers et une intégration SCADA-lite.
B. Postes 23 kV	3,25	La phase I (3,25 M USD) est axée sur la mise à niveau du poste de Jérémie (15 à 20 MVA), comprenant le remplacement de l'appareillage 23 kV (0,9 M USD), les systèmes de protection et de contrôle (0,5 M USD), la mise à niveau des transformateurs (1,0 M USD), les systèmes auxiliaires CA/CC (0,3 M USD), les travaux de génie civil et de drainage (0,3 M USD), et l'installation et la mise en service (0,25 M USD), afin d'améliorer la fiabilité et la performance opérationnelle.
C. Renforcement de la distribution et nouveaux raccordements	4,3	La phase I (4,3 M USD) privilégie la densification du réseau et l'expansion de l'accès, comprenant le développement de départs MT (1,8 M USD), le déploiement du réseau BT (1,6 M USD), et l'installation de transformateurs de distribution (0,7 M USD). Elle intègre également des travaux de génie civil et environnementaux (0,2 M USD) pour la stabilisation des poteaux, la gestion de la végétation et le contrôle de l'érosion. Cette phase vise à étendre la couverture de service et à renforcer le réseau de distribution existant.
D. Travaux complémentaires (génie civil et études techniques)	0,8	Cette composante comprend les travaux de génie civil, les études détaillées, la supervision et les activités de soutien nécessaires pour assurer une bonne exécution du projet, l'accessibilité du site et la conformité aux normes techniques et environnementales.
Total	**9,6**	

Synthèse de l'extension du réseau — Phase I

Résumé des interventions sur le réseau électrique haïtien – Phase I

Installation	CAPEX Transport & MT (M USD)	CAPEX Distrib. (M USD)	CAPEX total (M USD)	OPEX Transport & MT (M USD/an)	OPEX Distrib. (M USD/an)	OPEX total (M USD/an)
Réseau métropolitain de Port-au-Prince (RN0)	97	69	166	2,3	2,1	4,4
Réseau régional 1 (RN1) – Région Nord et Nord-Est	33	22	55	0,7	0,7	1,4
Réseau régional 2 (RN2) – Région Sud et Nippes	0	32	32	0,0	0,9	0,94
Réseau régional 3 (RN3) – Région Nord-Ouest	23	10	33	0,5	0,3	0,81
Réseau régional 4 (RN4) – Région Sud-Est	9	5	14	0,2	0,2	0,35
Réseau régional 5 (RN5) – Région Sud-Ouest	5	4	10	0,1	0,1	0,24
Total	**167**	**142**	**309**	**3,8**	**4,4**	**8,14**

Résumé par catégorie de réseau – Phase I

Installation	CAPEX Transport & MT (M USD)	CAPEX Distrib. (M USD)	CAPEX total (M USD)	OPEX Transport & MT (M USD/an)	OPEX Distrib. (M USD/an)	OPEX total (M USD/an)
Réseau métropolitain de Port-au-Prince (RN0)	97	69	166	2,3	2,1	4,4
Réseau régional 1 (RN1) – Région Nord et Nord-Est	33	22	55	0,7	0,7	1,4
Réseaux régionaux (RN2-RN5)	37	51	88	0,8	1,6	2,3
Total	**167**	**142**	**309**	**3,8**	**4,4**	**8,1**

Phase II

S'agissant de la seconde phase, le lien entre l'évolution de la demande et les décisions d'investissement s'articule autour de seuils précis déclenchant des lots d'expansion prédéfinis. Cette approche confère au système souplesse et capacité d'adaptation, en évitant à la fois le surinvestissement et l'insuffisance de capacité. Le tableau suivant résume ce dispositif :

Investissements progressifs (étapes ultérieures)

Une fois cette première étape atteinte (20 % de la demande cible par habitant), les augmentations ultérieures de la demande pourront être réalisées au cours des années suivantes, ce qui réduira les coûts à considérer. En supposant que ces augmentations soient réalisées sur les 10 prochaines années, afin d'atteindre la cible d'ici la fin de 2036 (hypothèse de croissance optimiste et, partant, pessimiste s'agissant des coûts technologiques), et en considérant les résultats moyens des zones RN0, RN1, RN2, RN3 et RN4 (à l'exclusion des zones RN0 avec gaz naturel et de RN5 en raison de leurs caractéristiques spécifiques), les investissements supplémentaires peuvent être résumés comme suit :

Le tableau suivant récapitule les montants de CAPEX incrémental et d'OPEX fixe par MW de demande moyenne supplémentaire. Ces valeurs permettent de dimensionner l'effort d'investissement associé à chaque incrément de demande au cours de la seconde phase et, dans la mesure où elles traduisent une baisse des coûts unitaires à mesure que la technologie arrive à maturité, elles confirment l'intérêt d'échelonner les investissements en fonction de la croissance effective de la demande plutôt que de les anticiper.

Tableau 25 : Investissements progressifs (étapes ultérieures) – CAPEX incrémental et OPEX fixe (M USD/MW de demande moyenne).

Les deux jeux de données présentés ci-après correspondent à deux ensembles de résultats de simulation partageant la même structure de lignes (scénario / combustible / technologie). Les paramètres d'expansion retenus pour le présent Plan sont ceux du Jeu de données 1 (H5YS / fioul lourd), repris dans le Résumé exécutif. Les années 2027-2036 constituent une hypothèse de trajectoire retenue uniquement pour valoriser la baisse des coûts technologiques ; elles ne constituent pas un calendrier d'exécution obligatoire, les investissements de Phase II étant déclenchés par le taux d'utilisation de l'infrastructure et la croissance effective de la demande.

Jeu de données 1

CAPEX [M USD / MW de demande moyenne]

Scénario	Combustible	Technologie	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
H5YS	Fioul lourd	Solaire	10,7	10,0	9,4	8,8	8,3	7,8	7,3	6,8	6,4	6,0
H5YS	Fioul lourd	DBESS	5,9	4,7	3,8	3,0	2,4	1,9	1,6	1,2	1,0	0,8
H5YS	Fioul lourd	Thermique	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
H5YS	Fioul lourd	Hydro	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
H5YS	Fioul lourd	Éolien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Total	17,7	15,9	14,3	12,9	11,8	10,8	9,9	9,1	8,5	7,9
H5YS	GPL	Solaire	9,8	9,2	8,6	8,1	7,6	7,1	6,6	6,2	5,8	5,5
H5YS	GPL	DBESS	5,0	4,0	3,2	2,6	2,1	1,7	1,3	1,1	0,8	0,7
H5YS	GPL	Thermique	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
H5YS	GPL	Hydro	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
H5YS	GPL	Éolien	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
		Total	16,1	14,5	13,1	11,9	10,9	10,0	9,2	8,6	8,0	7,4

OPEX fixe [M USD / MW de demande moyenne]

Scénario	Combustible	Technologie	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
H5YS	Fioul lourd	Solaire	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
H5YS	Fioul lourd	DBESS	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
H5YS	Fioul lourd	Thermique	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
H5YS	Fioul lourd	Hydro	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
H5YS	Fioul lourd	Éolien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Total	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
H5YS	GPL	Solaire	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
H5YS	GPL	DBESS	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
H5YS	GPL	Thermique	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
H5YS	GPL	Hydro	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
H5YS	GPL	Éolien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Total	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5

CAPEX + OPEX fixe [M USD / MW de demande moyenne]

Scénario	Combustible	Technologie	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
H5YS	Fioul lourd	Solaire	11,8	11,1	10,5	9,9	9,3	8,8	8,3	7,9	7,5	7,1
H5YS	Fioul lourd	DBESS	7,0	5,9	4,9	4,2	3,6	3,1	2,7	2,4	2,2	2,0
H5YS	Fioul lourd	Thermique	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
H5YS	Fioul lourd	Hydro	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
H5YS	Fioul lourd	Éolien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Total	20,4	18,6	17,0	15,6	14,5	13,5	12,6	11,9	11,2	10,6

Scénario	Combustible	Technologie	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
H5YS	GPL	Solaire	10,8	10,2	9,6	9,1	8,5	8,1	7,6	7,2	6,8	6,5
H5YS	GPL	DBESS	6,0	5,0	4,2	3,6	3,1	2,6	2,3	2,1	1,8	1,7
H5YS	GPL	Thermique	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
H5YS	GPL	Hydro	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
H5YS	GPL	Éolien	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
		Total	18,7	17,9	16,5	15,2	14,1	13,2	12,4	11,8	11,1	10,4

Jeu de données 2

CAPEX [M USD / MW de demande moyenne]

Scénario	Combustible	Technologie	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
H5YS	Fioul lourd	Solaire	10,2	9,6	9,0	8,4	7,9	7,4	6,9	6,5	6,1	5,7
H5YS	Fioul lourd	DBESS	5,4	4,3	3,5	2,8	2,2	1,8	1,4	1,1	0,9	0,7
H5YS	Fioul lourd	Thermique	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
H5YS	Fioul lourd	Hydro	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
H5YS	Fioul lourd	Éolien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Total	17,0	15,3	13,8	12,6	11,5	10,6	9,7	9,0	8,4	7,8
H5YS	GPL	Solaire	9,5	8,9	8,3	7,8	7,3	6,9	6,4	6,0	5,7	5,3
H5YS	GPL	DBESS	4,8	3,9	3,1	2,5	2,0	1,6	1,3	1,0	0,8	0,7
H5YS	GPL	Thermique	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
H5YS	GPL	Hydro	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0
H5YS	GPL	Éolien	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0

Scénario	Combustible	Technologie	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
		Total	16,1	14,5	13,1	11,9	10,9	10,0	9,2	8,6	8,0	7,4

OPEX fixe [M USD / MW de demande moyenne]

Scénario	Combustible	Technologie	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
H5YS	Fioul lourd	Solaire	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
H5YS	Fioul lourd	DBESS	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
H5YS	Fioul lourd	Thermique	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
H5YS	Fioul lourd	Hydro	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
H5YS	Fioul lourd	Éolien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Total	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
H5YS	GPL	Solaire	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
H5YS	GPL	DBESS	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
H5YS	GPL	Thermique	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
H5YS	GPL	Hydro	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
H5YS	GPL	Éolien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Total	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5

CAPEX + OPEX fixe [M USD / MW de demande moyenne]

Scénario	Combustible	Technologie	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
H5YS	Fioul lourd	Solaire	11,3	10,6	10,0	9,5	8,9	8,4	8,0	7,5	7,1	6,8
H5YS	Fioul lourd	DBESS	6,5	5,4	4,6	3,9	3,3	2,9	2,5	2,2	2,0	1,8
H5YS	Fioul lourd	Thermique	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3

Scénario	Combustible	Technologie	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
H5YS	Fioul lourd	Hydro	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
H5YS	Fioul lourd	Éolien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Total	19,7	17,9	16,5	15,2	14,1	13,2	12,4	11,6	11,0	10,4
H5YS	GPL	Solaire	10,4	9,8	9,3	8,8	8,3	7,8	7,4	7,0	6,6	6,3
H5YS	GPL	DBESS	5,8	4,8	4,0	3,4	2,9	2,5	2,2	2,0	1,8	1,6
H5YS	GPL	Thermique	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
H5YS	GPL	Hydro	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
H5YS	GPL	Éolien	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
		Total	18,5	16,9	15,6	14,4	13,5	12,6	11,8	11,2	10,6	10,1

Extension du réseau

PHASE II

Tableau 26 : Plan pour RN0, deuxième phase

Plan de renforcement (RN0) — Budget	Budget Phase II (M USD)	Consistance technique des ouvrages
A. Lignes de transport 115 kV	0,00	Pour la Phase II, aucun investissement supplémentaire n'est actuellement prévu, dès lors que le renforcement réalisé en Phase I améliore sensiblement la fiabilité et les performances d'exploitation du couloir 115 kV Péligre–Delmas. La mise à niveau des systèmes de protection, les actions de maintenance et les améliorations d'exploitation confèrent une capacité et une robustesse suffisantes pour absorber la croissance prévisible de la demande à moyen terme, sans nécessiter de nouvelles dépenses d'investissement immédiates.
B. Postes 115 kV	0,00	Pour la Phase II, aucun investissement supplémentaire n'est actuellement prévu, les mesures de réhabilitation réalisées en Phase I rétablissant la fiabilité du système, augmentant la capacité ferme et offrant une marge suffisante pour absorber la croissance attendue de la demande à moyen terme, sans nécessiter de nouvelles dépenses d'investissement immédiates.
C. Lignes de répartition 69 kV	10,5	La Phase II (10,5 M USD) porte sur l'extension stratégique du réseau par le développement de nouvelles lignes d'interconnexion 69 kV, à savoir Ancien Delmas – Toussaint Brave (liaison urbaine) (4,5 M USD) et Martissant – Carrefour-Feuilles (liaison sud) (6,0 M USD). Ces investissements renforcent le maillage et la redondance du réseau, apportant 55 MVA de capacité supplémentaire et améliorant la souplesse d'exploitation et la tenue aux aléas sur l'ensemble de l'aire métropolitaine.
D. Postes 69 kV	33,7	La Phase II (33,7 M USD) étend le programme de renforcement aux postes secondaires et urbains, notamment Croix-des-Bouquets (5,5 M USD), Canapé-Vert (6,0 M USD), Toussaint Brave (6,95 M USD), Martissant (9,75 M USD) et Rivière-Froide (5,5 M USD). L'accent est mis sur l'amélioration du réglage de la tension, la compensation réactive, la modernisation de l'appareillage et des câblages, ainsi que sur des

Plan de renforcement (RN0) — Budget	Budget Phase II (M USD)	Consistance technique des ouvrages
		remplacements ciblés de transformateurs, consolidant la fiabilité du système, améliorant l'équilibrage des charges et accompagnant la croissance continue de la demande sur l'ensemble de l'aire métropolitaine.
E. Renforcement de la distribution et électrification	54,0	La Phase II (54 M USD) porte sur l'extension structurelle et la modernisation du système de distribution. Les investissements se concentrent sur le renforcement des postes de distribution et l'extension de la capacité d'injection MT (15 M USD), ainsi que sur la poursuite du développement des départs moyenne tension (13 M USD) et des réseaux basse tension (8 M USD) afin d'accompagner la croissance de la demande et d'améliorer la configuration du réseau. L'installation de transformateurs supplémentaires (4 M USD) et de systèmes d'automatisation (4 M USD) complète le renforcement de la résilience et de la souplesse du réseau. Une composante importante de cette phase réside dans le déploiement à grande échelle de systèmes de comptage et de programmes de réduction des pertes (10 M USD), permettant d'améliorer la surveillance, la gestion commerciale et l'intégration de systèmes de contrôle avancés.
Total	98,2	

Tableau 27 : Plan pour RN1, deuxième phase

RN1 – Phase II

Plan de renforcement (RN1) – Budget	Budget Phase II (M USD)	Consistance technique des ouvrages
A. Lignes de transmission et de sous-transmission	52,2	Le programme d'ossature de transmission (52,2 M USD) comprend la construction de nouvelles lignes 115 kV entre Cap-Haïtien–Caracol (18,2 M USD), Caracol–Fort-Liberté (15,6 M USD) et Fort-Liberté–Ouanaminthe (13 M USD), couvrant les pylônes, conducteurs, fondations et systèmes de mise à la terre. Il intègre également le déploiement de l'OPGW et l'intégration téléprotection/SCADA (5,4 M USD) pour assurer la protection et la communication du système.

Plan de renforcement (RN1) – Budget	Budget Phase II (M USD)	Consistance technique des ouvrages
B. Postes et nœuds électriques	72,9	Développement de postes d'ossature 115/23 kV (150 MVA au total), comprenant l'installation de transformateurs de puissance, des cours 115 kV AIS (travées de ligne, jeux de barres et disjoncteurs), un appareillage blindé 23 kV (10 à 14 départs), des travaux de génie civil et bâtiments de contrôle, des systèmes de protection (DFR), l'intégration SCADA et télécom, la compensation réactive (batteries de condensateurs), et des mesures de renforcement côtier.
C. Renforcement de la distribution et électrification	14,5	Le programme de distribution (14,5 M USD) est axé sur la densification du réseau et le renforcement des zones déjà électrifiées, comprenant des mises à niveau supplémentaires de départs MT, l'extension des réseaux basse tension, et l'installation de capacité de transformation additionnelle pour soutenir la croissance de la charge. Il comprend également le déploiement progressif de systèmes AMI afin d'améliorer la fiabilité, l'efficacité opérationnelle et l'intégration avec l'ossature de transmission renforcée.
D. Travaux complémentaires (génie civil et atténuation environnementale)	8,0	Les travaux complémentaires (8 M USD) portent sur l'accès routier étendu et le drainage pour les nouveaux actifs de transmission, des programmes complets d'atténuation environnementale et de reboisement, ainsi que la poursuite de la formation à l'exploitation et à la maintenance et le renforcement des capacités.
Total	**147,6**	

Tableau 28 : Plan pour RN2, deuxième phase

RN2 – Phase II

Plan de renforcement (RN2) – Budget	Budget Phase II (M USD)	Consistance technique des ouvrages
A. Lignes de transmission et de sous-transmission	36,75	Le programme de sous-transmission (36,75 M USD) comprend la construction de nouvelles lignes 69 kV entre Saint-Louis-du-Sud–Les Cayes (35 km, 12,25 M USD) et Saint-Louis-du-Sud–Miragoâne (70 km, 24,5 M USD). La portée couvre la construction de la ligne (structures, conducteurs, isolateurs et

Plan de renforcement (RN2) – Budget	Budget Phase II (M USD)	Consistance technique des ouvrages
		installation), le déboisement de l'emprise et les travaux d'accès, l'atténuation environnementale, ainsi que des systèmes de protection et de télécommunication de base, appuyés par les études, la supervision et les provisions.
B. Postes et nœuds électriques	25,0	Le programme de postes (25 M USD) comprend le développement de trois nouveaux postes 69/23 kV aux Cayes (2 × 25 MVA, 9 M USD), à Saint-Louis-du-Sud (1 × 25 MVA, 8 M USD) et à Miragoâne (1 × 25 MVA, 8 M USD). La portée couvre les transformateurs de puissance, les travées 69 kV (hybrides GIS/AIS), l'appareillage 13,2 kV (6 à 10 départs) et les systèmes de compensation réactive. Elle comprend également la protection, le contrôle et l'intégration SCADA, ainsi que les travaux de génie civil tels que les fondations, le drainage et l'infrastructure du site. Le programme appuie la fiabilité du réseau et permet les réductions de pertes estimées.
C. Renforcement de la distribution et électrification	10,0	Le programme de distribution de la phase II est axé sur la consolidation et l'optimisation, comprenant des renforcements MT supplémentaires (4 M USD), une densification BT (3 M USD), et l'achèvement de l'électrification rurale et des raccordements restants (2 M USD). Il comprend également une expansion supplémentaire du comptage, la régularisation du réseau et l'intégration de systèmes de données (1 M USD) afin d'améliorer l'efficacité, la fiabilité et la réduction des pertes.
D. Travaux complémentaires (génie civil et atténuation environnementale)	7,5	Les travaux complémentaires sont axés sur la consolidation du système, comprenant une infrastructure d'accès étendue, des mesures complètes d'atténuation et de restauration environnementale, et la poursuite du renforcement des capacités pour appuyer l'exploitation et la maintenance à long terme.
Total	**79,3**	

Tableau 29 : Plan pour RN3, deuxième phase

RN3 – Phase II

Plan de renforcement (RN3) – Budget	Budget Phase II (M USD)	Consistance technique des ouvrages
A. Ossature 69 kV	15,0	Le programme structurel de la deuxième phase comprend le développement d'une ossature interne 69 kV (25 à 35 km) avec une fourchette de coût estimée de 12,5 à 17,5 M USD, pour un coût moyen de 15 M USD, sur la base d'hypothèses de coûts unitaires actualisées (7,5 à 10,5 M USD pour la construction de la ligne). La portée couvre le développement de la ligne de sous-transmission, les études techniques et la conformité environnementale (2 à 3 M USD), et les provisions (3 à 4 M USD), à l'appui du renforcement futur du réseau et de l'intégration du système.
B. Poste de raccordement 69/23 kV	15,5	Développement d'un poste de raccordement 69/23 kV à Port-de-Paix avec une fourchette de coût estimée de 12 à 19 M USD, pour un coût moyen de 15,5 M USD, sur la base d'hypothèses de coûts actualisées. La portée couvre l'installation de 2 × 20 MVA de transformateurs et équipements associés (5 à 7 M USD), l'appareillage et les systèmes de protection (3 à 5 M USD), les travaux de génie civil et le bâtiment de contrôle (2 à 3 M USD), et les équipements de compensation réactive (1 à 2 M USD). Le programme comprend également les études techniques et les provisions (1 à 2 M USD) pour assurer un fonctionnement fiable et l'intégration future du réseau.
C. Nœud de distribution supplémentaire	4,5	Développement d'un poste de distribution supplémentaire 23/0,4 kV (nœud côtier) pour un coût estimé de 4,5 M USD. La portée couvre l'installation d'un transformateur de puissance de 10 à 15 MVA (1,6 M USD), l'appareillage MT (0,7 M USD), les tableaux et panneaux BT (0,5 M USD), et les systèmes de protection et de contrôle (0,4 M USD). Elle comprend également une infrastructure prête pour le SCADA (0,3 M USD), les travaux de génie civil (0,6 M USD), l'installation et la mise en service (0,2 M USD), ainsi que les études et la supervision (0,2 M USD), à l'appui d'une expansion fiable du service dans les zones côtières.
C. Compensation réactive	5,0	Le programme comprend la mise en œuvre de mesures de puissance réactive et de régulation de tension pour une

Plan de renforcement (RN3) – Budget	Budget Phase II (M USD)	Consistance technique des ouvrages
		fourchette de coût estimée de 4 à 6 M USD. La portée couvre l'installation de batteries de condensateurs (2 à 3 M USD), de régulateurs de tension (1 à 2 M USD), et de systèmes d'intégration de surveillance et de contrôle (1 M USD), visant à améliorer les profils de tension, réduire les pertes et renforcer la stabilité globale du réseau.
Total	**40,0**	

Tableau 30 : Plan pour RN4, deuxième phase

RN4 – Phase II

Plan de renforcement (RN4) – Budget	Budget Phase II (M USD)	Consistance technique des ouvrages
A. Lignes 23 kV	5,4	Le programme de la phase II (5,4 M USD) est axé sur l'expansion structurelle du réseau par la construction d'une nouvelle ligne 23 kV entre Jacmel et Marigot (25 km). La portée comprend les conducteurs, poteaux, isolateurs et fondations (3,75 M USD), ainsi que l'installation, les voies d'accès et l'atténuation environnementale (1,65 M USD), appuyées par des provisions. Cette phase permet l'expansion du système, la capacité de transfert de charge et une meilleure connectivité régionale.
B. Postes 23 kV	5,0	Le programme de la phase II (5,0 M USD) est axé sur l'expansion du réseau et la régulation de tension. Il comprend la construction du poste de Cayes-Jacmel (23/0,4 kV, 10 MVA, 2,7 M USD) et du poste de Marigot (23/0,4 kV, 8 MVA, 1,8 M USD), tous deux avec transformateurs, appareillage, protection et travaux de génie civil. Il intègre également un programme régional de régulation de tension (0,5 M USD), comprenant des régulateurs de tension automatiques et une compensation réactive. Cette phase soutient la croissance de la charge et améliore les profils de tension et la qualité du service.
C. Renforcement de la distribution et nouveaux raccordements	3,6	Le programme de la phase II (3,6 M USD) est axé sur la densification du réseau et l'optimisation du système, comprenant un renforcement MT supplémentaire (1,4 M USD) et une expansion BT (1,3 M USD), ainsi que l'installation supplémentaire de transformateurs (0,7 M USD) pour soutenir la croissance de la charge. Il comprend également la poursuite de la régularisation des clients et du soutien aux raccordements (0,1 M USD) et l'expansion des systèmes AMI (0,1 M USD) pour améliorer la surveillance, l'efficacité opérationnelle et le contrôle des pertes.
D. Travaux complémentaires (génie civil et études techniques)	1,9	Cette composante comprend les travaux de génie civil, les études détaillées, la supervision et les activités de soutien nécessaires pour assurer une bonne exécution du projet, l'accessibilité du site et la conformité aux normes techniques et environnementales.

Plan de renforcement (RN4) – Budget	Budget Phase II (M USD)	Consistance technique des ouvrages
Total	**15,9**	

Tableau 31 : Plan pour RN5, deuxième phase

RN5 – Phase II

Plan de renforcement (RN5) – Budget	Budget Phase II (M USD)	Consistance technique des ouvrages
A. Lignes 23 kV	4,8	La phase II (4,8 M USD) est axée sur l'expansion du réseau par une nouvelle ligne 23 kV (20 km), comprenant les conducteurs (1,1 M USD), les poteaux (1,4 M USD), les isolateurs (0,4 M USD), les travaux de génie civil (0,75 M USD), l'installation (0,85 M USD) et la logistique (0,3 M USD), pour un coût moyen de 240 000 USD/km.
B. Postes 23 kV	2,8	La phase II (2,75 M USD) comprend la construction du nouveau poste de Roseaux (23/0,4 kV, 5 à 8 MVA), avec l'installation de transformateurs (1,2 M USD), l'appareillage MT (0,5 M USD), la protection et le comptage (0,3 M USD), une batterie de condensateurs pour le soutien réactif (0,25 M USD), les travaux de génie civil (0,35 M USD), et l'installation et la mise en service (0,15 M USD), permettant l'expansion du réseau et l'amélioration des conditions de tension.
C. Renforcement de la distribution et nouveaux raccordements	2,7	La phase II (2,7 M USD) est axée sur la consolidation du système et l'amélioration opérationnelle, comprenant une expansion MT supplémentaire (1,0 M USD), des extensions du réseau BT (0,8 M USD), et des transformateurs (0,3 M USD). Elle comprend également le déploiement d'AMI à Jérémie et Roseaux (0,5 M USD) et des travaux complémentaires de génie civil et environnementaux (0,1 M USD). Cette phase appuie l'amélioration de l'efficacité, la réduction des pertes et le renforcement des capacités de surveillance.
D. Travaux complémentaires (génie civil et études techniques)	1,2	Cette composante comprend les travaux de génie civil, les études détaillées, la supervision et les activités de soutien nécessaires pour assurer une bonne exécution du projet, l'accessibilité du site et la conformité aux normes techniques et environnementales.

Plan de renforcement (RN5) – Budget	Budget Phase II (M USD)	Consistance technique des ouvrages
Total	**11,5**	

Synthèse de l'extension du réseau — Phase II

Résumé des interventions sur le réseau électrique haïtien – Phase II

Installation	CAPEX Transport & MT (M USD)	CAPEX Distrib. (M USD)	CAPEX total (M USD)	OPEX Transport & MT (M USD/an)	OPEX Distrib. (M USD/an)	OPEX total (M USD/an)
Réseau métropolitain de Port-au-Prince (RN0)	44	54	98	1,0	1,6	2,60
Réseau régional 1 (RN1) – Région Nord et Nord-Est	133	15	148	2,9	0,4	3,30
Réseau régional 2 (RN2) – Région Sud et Nippes	69	10	79	1,45	0,3	1,75
Réseau régional 3 (RN3) – Région Nord-Ouest	31	10	40	0,7	0,3	0,96
Réseau régional 4 (RN4) – Région Sud-Est	12	4	16	0,2	0,1	0,37
Réseau régional 5 (RN5) – Région Sud-Ouest	8	3	11	0,2	0,1	0,28
Total	**297**	**95**	**392**	**6,4**	**2,8**	**9,26**

Résumé par catégorie de réseau – Phase II

Installation	CAPEX Transport & MT (M USD)	CAPEX Distrib. (M USD)	CAPEX total (M USD)	OPEX Transport & MT (M USD/an)	OPEX Distrib. (M USD/an)	OPEX total (M USD/an)
Réseau métropolitain de Port-au-Prince (RN0)	44	54	98	1,0	1,6	2,6
Réseau régional 1 (RN1) – Région Nord et Nord-Est	133	15	148	2,9	0,4	3,3
Réseaux régionaux (RN2-RN5)	120	27	147	2,5	0,8	3,4
Total	**297**	**95**	**392**	**6,4**	**2,8**	**9,3**

Synthèse totale des investissements de réseau, Phases I et II

Résumé des interventions sur le réseau électrique haïtien – Phases I et II

Installation	CAPEX Transport & MT (M USD)	CAPEX Distrib. (M USD)	CAPEX total (M USD)	OPEX Transport & MT (M USD/an)	OPEX Distrib. (M USD/an)	OPEX total (M USD/an)
Réseau métropolitain de Port-au-Prince (RN0)	141	123	264	3,3	3,7	7,0
Réseau régional 1 (RN1) – Région Nord et Nord-Est	166	36	202	3,6	1,1	4,7
Réseau régional 2 (RN2) – Région Sud et Nippes	69	42	111	1,5	1,2	2,7
Réseau régional 3 (RN3) – Région Nord-Ouest	54	20	73	1,2	0,6	1,8
Réseau régional 4 (RN4) – Région Sud-Est	20	10	30	0,4	0,3	0,7
Réseau régional 5 (RN5) – Région Sud-Ouest	14	7	21	0,3	0,2	0,5
Total	**464**	**237**	**701**	**10,2**	**7,2**	**17,4**

Résumé par catégorie de réseau – Phases I et II

Installation	CAPEX Transport & MT (M USD)	CAPEX Distrib. (M USD)	CAPEX total (M USD)	OPEX Transport & MT (M USD/an)	OPEX Distrib. (M USD/an)	OPEX total (M USD/an)
Réseau métropolitain de Port-au-Prince (RN0)	141	123	264	3,3	3,7	7,0
Réseau régional 1 (RN1) – Région Nord et Nord-Est	166	36	202	3,6	1,1	4,7
Réseaux régionaux	157	78	235	3,3	2,4	5,7
Total	**464**	**237**	**701**	**10,2**	**7,2**	**17,4**

Déclencheurs d'investissement fondés sur la demande et critères de phase

Critères techniques de transition entre les phases

La transition entre la Phase I et la Phase II n'est pas définie par des échéances fixes, mais par l'évolution progressive de la demande au regard des limites physiques et d'exploitation du réseau. Cette approche permet de déclencher les investissements en fonction des besoins réels du système, en évitant à la fois le surinvestissement et les insuffisances de capacité.

Les principaux critères techniques retenus pour définir ces seuils sont les suivants :

- Taux de charge des transformateurs : exploitation soutenue au-delà de 70 à 80 % de la puissance installée, ou pointes supérieures à 90 %, traduisant une marge d'exploitation réduite et un risque accru de surcharge.
- Taux d'utilisation des lignes et des départs : niveaux de charge supérieurs à 75-80 % de la capacité thermique, engendrant des congestions et limitant l'intégration de nouvelle demande.
- Contraintes de réglage de la tension : écarts persistants hors des plages admissibles, révélant un soutien réactif insuffisant ou une rigidité du réseau.
- Indicateurs de qualité de service : augmentation de la fréquence des interruptions ou instabilité d'exploitation, signalant que le système fonctionne à proximité de ses limites.
- Dynamique de croissance de la demande : croissance soutenue (typiquement supérieure à 5-7 % par an) ne pouvant être absorbée par les seules améliorations d'exploitation.

Dans ce cadre, la Phase I vise à maximiser l'utilisation des infrastructures existantes par la réhabilitation, la réduction des pertes et l'optimisation de l'exploitation, généralement jusqu'à des niveaux d'utilisation du réseau de 60 à 70 %.

La Phase II est déclenchée lorsque la demande approche 70 à 80 % de la capacité du système, exigeant des mesures d'extension structurelle telles que la construction de nouveaux postes, le développement de réseaux à des niveaux de tension supérieurs et la reconfiguration du réseau.

Sur la base de ces critères, un ensemble de seuils spécifiques a été défini pour chaque région du système électrique, en tenant compte de ses conditions particulières de demande, de la topologie du réseau et du niveau de développement des infrastructures. Ces seuils permettent d'identifier clairement le point à partir duquel les mesures d'optimisation et de renforcement de la Phase I deviennent insuffisantes, déclenchant la nécessité des investissements structurels correspondant à la Phase II.

Le tableau suivant présente, pour chaque réseau régional, la capacité actuelle, la capacité projetée dans le cadre du plan d'expansion et les plages d'exploitation associées à la Phase I, ainsi que les niveaux de demande faisant office de déclencheurs pour la transition vers la Phase II. Il identifie également les principaux facteurs techniques déterminant ces seuils et le type de contrainte prédominant dans chaque cas.

Tableau 32 : Déclencheurs de la transition de la Phase I à la Phase II

Région	Capacité actuelle (MVA)	Capacité additionnelle (MVA)	Capacité future (MVA)	Plage d'exploitation Phase I	Déclencheur Phase II	Type de déclencheur	Lot d'expansion activé
RN0 – Métropolitain (Port-au-Prince)	250,0	160,0	410,0	Jusqu'à 300 MVA	> 300–320 MVA	Capacité + congestion	Lot de reconfiguration et de modernisation du réseau comprenant l'extension des postes de distribution, le développement de configurations MT maillées et le déploiement de systèmes avancés de surveillance, d'automatisation

Région	Capacité actuelle (MVA)	Capacité additionnelle (MVA)	Capacité future (MVA)	Plage d'exploitation Phase I	Déclencheur Phase II	Type de déclencheur	Lot d'expansion activé
							et de comptage intelligent.
RN1 – Corridor Nord	60,0	90,0	150,0	Jusqu'à 80–90 MVA	> 90–105 MVA	Limitation structurelle	Lot d'expansion structurelle comprenant le développement d'une dorsale 115 kV, de nouveaux postes haute tension et le renforcement des réseaux associés.
RN2 – Système Sud	60,0	75,0	135,0	Jusqu'à 80–90 MVA	> 90–100 MVA	Saturation des postes	Lot d'extension de capacité comprenant le développement de nouveaux postes, l'extension des réseaux MT et le renforcement des départs.
RN3 – Nord-Ouest (Port-de-Paix)	15,0	60,0	75,0	Jusqu'à 40–45 MVA	> 45–50 MVA	Fiabilité + contrainte radiale	Lot de renforcement structurel comprenant le développement d'une dorsale 69 kV, de nouveaux postes et des mesures de contrôle de la tension.
RN4 – Sud-Est (Jacmel)	15,0	23,0	38,0	Jusqu'à 24–26 MVA	> 26–28 MVA	Saturation des départs	Lot d'extension du réseau comprenant

Région	Capacité actuelle (MVA)	Capacité additionnelle (MVA)	Capacité future (MVA)	Plage d'exploitation Phase I	Déclencheur Phase II	Type de déclencheur	Lot d'expansion activé
							l'extension de la dorsale 23 kV, le développement de nouveaux postes de distribution et le renforcement des réseaux MT et BT.
RN5 – Sud-Ouest (Jérémie)	15,0	13,0	28,0	Jusqu'à 17–18 MVA	> 18–20 MVA	Réseau fragile / fiabilité	Extension du réseau 23 kV, développement d'un nouveau poste de distribution, extension et consolidation des réseaux moyenne et basse tension.

Synthèse

La phase II est un processus dynamique déclenché lorsque la demande approche 70–80 % de la capacité disponible, moment auquel des investissements structurels sont nécessaires, tels que de nouveaux postes, des réseaux à des niveaux de tension plus élevés et une reconfiguration du système. En ce qui concerne la mise en œuvre, il est jugé approprié d'établir des priorités claires qui maximisent l'impact initial du plan. Il est donc proposé de commencer le processus par RN1, qui comprend Cap-Haïtien, car il combine une demande d'échelle intermédiaire — suffisante pour justifier un investissement significatif sans atteindre des niveaux de complexité excessifs — avec une demande non satisfaite particulièrement importante. De plus, de par ses caractéristiques, RN1 permettrait de tester un modèle de concession de service en vue d'évaluer sa possible extension à d'autres régions.

Plan de développement des mini-réseaux et des systèmes autonomes

Parallèlement au développement des réseaux régionaux, des recommandations spécifiques sont formulées pour le déploiement de mini-réseaux et de systèmes autonomes, visant à répondre efficacement aux besoins d'électrification dans les zones à faible densité ou difficiles d'accès. Cette composante constitue un complément essentiel de la stratégie, permettant de progresser vers l'accès universel sans compromettre la viabilité économique du système dans son ensemble.

En conséquence, parallèlement au développement des réseaux régionaux, le plan intègre des solutions décentralisées pour desservir les zones où l'extension du réseau conventionnel n'est pas économiquement viable. La sélection technologique suit un cadre à trois options selon les conditions territoriales : l'extension du réseau lorsque la distance au réseau existant est inférieure à 2 km ; des mini-réseaux hybrides pour les communautés de densité moyenne à élevée situées à plus de 2 km du réseau, comptant entre 1 500 et 10 000 usagers ; et des systèmes solaires domestiques autonomes (SSD) pour les ménages dispersés à faible demande en zones rurales reculées. Ensemble, ces solutions couvrent un univers de 1 272 424 ménages sans accès. Il convient de distinguer cet univers potentiel du programme effectivement quantifié dans le présent plan : les 327 000 ménages et 613 M USD chiffrés ci-après correspondent à une première étape, dimensionnée en fonction de ce qui est réalisable et finançable sur l'horizon de sept ans — soit environ 100 000 ménages par mini-réseaux et 227 000 par SSD, ces derniers représentant la moitié du potentiel rural identifié. Le solde du déficit d'accès devra être absorbé par l'extension du réseau conventionnel à mesure du renforcement des infrastructures de l'EDH et par des phases ultérieures de déploiement de SSD et d'autres solutions décentralisées. L'accès universel constitue ainsi l'horizon du plan, dont cette première étape établit la trajectoire sans en épuiser la portée.

Tableau 33 : Mini-réseaux et systèmes autonomes — principaux départements

Département	Mini-réseau / Ext. réseau	Systèmes autonomes	Total
Artibonite	151 109	62 947	214 056
Ouest	97 954	85 441	183 395
Nord	129 081	28 938	158 019
Centre	68 051	85 456	153 507
Sud-Est	93 883	44 395	138 278
Nord-Ouest	90 596	29 308	119 904
Autres départements	**186 838**	**118 427**	**305 265**
TOTAL	**817 512**	**454 912**	**1 272 424**

Source : analyse propre des auteurs. Densités départementales fondées sur les données et projections de l'IHSI. La répartition des mini-réseaux constitue une estimation indicative pondérée par la densité ; l'affectation définitive requiert une analyse géospatiale à l'échelle des agglomérations.

L'affectation du potentiel de mini-réseaux par département a été estimée en pondérant la densité de population départementale et le volume de ménages candidats.

Le potentiel pouvant effectivement être desservi par des mini-réseaux est estimé à 100 000 ménages (50 mini-réseaux de 2 000 raccordements chacun). Pour les SSD, le plan prévoit de couvrir 50 % des 454 912 ménages candidats en zones dispersées, soit 227 456 ménages, répartis proportionnellement à la structure des candidats par département :

L'Ouest concentre le plus grand nombre de mini-réseaux (10), étant le département le plus dense, avec des centres périurbains éloignés du réseau de Port-au-Prince, et absorbe également 42 720 ménages en SSD compte tenu de l'étendue de son territoire rural. L'Artibonite et le Centre enregistrent les volumes de couverture SSD les plus importants (respectivement 31 474 et 42 727), en cohérence avec la dispersion rurale de ces deux départements. Le Nord et l'Artibonite absorbent ensemble 14 mini-réseaux, portés par leurs chefs-lieux départementaux et leurs vallées de densité moyenne à élevée. Les départements du Sud présentent des structures mixtes avec une prédominance de systèmes autonomes, en cohérence avec leur géographie montagneuse et leur faible densité.

L'ensemble des solutions décentralisées constitue un complément essentiel de la stratégie d'expansion des réseaux régionaux, permettant de progresser vers l'accès universel à l'électricité d'une manière technologiquement appropriée et économiquement soutenable pour chaque contexte territorial.

Investissement total estimé par technologie

L'estimation consolide le CAPEX de production, de stockage, de distribution et de raccordement nécessaire pour atteindre le potentiel électrifiable identifié dans l'analyse géospatiale :

Tableau 34 : Investissement total estimé par technologie d'électrification

Composante	Ménages cibles	Unités	Investissement total	Notes
Mini-réseaux (PROD + DIST)	~100 000	~50 mini-réseaux de taille moyenne	**~250 M USD**	2 000 raccordements par mini-réseau
SSD — Systèmes autonomes	~227 000	50 % du potentiel rural	**~363 M USD**	Comprend le BESS domestique et le câblage

PROGRAMME TOTAL	**~327 000**	**—**	**~613 M USD**	**Mini-réseaux + SSD combinés**

Flux d'investissement annuel — horizon de 7 ans

En supposant un horizon de mise en œuvre de 7 ans avec un rythme de déploiement constant, le plan implique les flux annuels suivants :

Tableau 35 : Flux d'investissement annuel et rythme d'électrification — horizon de 7 ans

Composante	Investissement total	Période	Flux annuel	Raccordements/an
Mini-réseaux	250 M USD	7 ans	~35 M USD/an	~14 000 racc./an
SSD	363 M USD	7 ans	> 50 M USD/an	~32 000 racc./an
TOTAL ANNUEL	613 M USD	7 ans	~85 M USD/an	~46 000 racc./an

5. CONSIDÉRATIONS FINALES

La présente étude a permis de définir une trajectoire technique et économique pour le développement du système électrique, ainsi que d'identifier les principales conditions déterminant sa viabilité.

Compte tenu toutefois de la complexité du secteur et des incertitudes existantes, il est jugé nécessaire d'approfondir certains aspects clés avant que des décisions d'investissement de grande ampleur ne soient prises.

En conséquence, il est recommandé de progresser sur les points suivants :

Approfondissement des aspects essentiels au système

La présente étude s'est concentrée sur la planification technique et économique du système électrique. Il en résulte des domaines qui devront être traités lors des phases ultérieures du processus de développement, au moyen d'études spécifiques venant compléter la prise de décision.

Il s'agit notamment des éléments suivants :

(i) Évaluations d'impact environnemental des projets proposés.
(ii) Analyse d'impact social, en particulier au regard de l'élargissement de l'accès et de la réalisation des infrastructures.
(iii) Études de faisabilité au niveau des projets.
(iv) Évaluations réglementaires et juridiques associées aux modèles de gestion proposés.

La réalisation de ces analyses renforcera la robustesse du processus de planification et garantira que les décisions d'investissement soient prises sur la base d'une vision globale du système.

Développement d'analyses complémentaires

Il est recommandé de mener une analyse plus détaillée de certaines alternatives stratégiques susceptibles d'influer sur la configuration future du système électrique.

En particulier, il est recommandé d'approfondir l'analyse de l'interconnexion avec la République dominicaine, en intégrant des scénarios actualisés de demande, de coûts de production, de conditions de financement et de modèle de gestion. Cette analyse devrait viser à évaluer l'interconnexion comme une alternative permettant d'améliorer l'efficacité économique du système, par l'accès à des sources d'énergie potentiellement plus compétitives, sans que cela n'implique une dépendance structurelle à l'égard d'un approvisionnement externe.

En ce sens, l'interconnexion peut être conçue comme un mécanisme complémentaire au sein d'une stratégie plus large de développement du système électrique, dans laquelle le

pays conserve la maîtrise de son mix de production et de sa sécurité d'approvisionnement, en utilisant l'intégration régionale comme un outil d'optimisation et de souplesse plutôt que comme un substitut au développement de ses propres capacités.

De même, il est recommandé de développer plus en détail les schémas de concession et de participation privée pour les réseaux régionaux, y compris l'analyse de la répartition des risques, des mécanismes de rémunération, des conditions contractuelles et de la structure de supervision, afin d'assurer leur viabilité technique, financière et institutionnelle.

Séquençage des prochaines étapes

Les recommandations qui précèdent n'ont pas toutes la même urgence ni les mêmes préalables. La séquence indicative ci-après ordonne les priorités selon leur antériorité logique plutôt que selon un calendrier contraignant : elle vise à préciser ce qui conditionne quoi, et non à fixer des échéances.

Court terme (0–12 mois) — conditions habilitantes. Consolidation du cadre institutionnel et renforcement des capacités de l'EDH et de l'ANARSE; mise en place d'un système de données sectorielles fiable, condition de toute planification ultérieure; lancement du programme de réduction des pertes non techniques, dont dépend la viabilité financière de l'ensemble ; études de faisabilité et évaluations environnementales et sociales des projets de la Phase I ; structuration du premier cas de concession ; et projets de démonstration décentralisés permettant de calibrer les hypothèses de coût et de gestion avant le déploiement à grande échelle.

Moyen terme (12–36 mois) — exécution initiale. Passation des marchés et démarrage des travaux de réhabilitation et d'extension de la Phase I ; mobilisation des financements, y compris les instruments mixtes (blended finance) requis par les composantes décentralisées ; montée en régime du programme de mini-réseaux et de SSD ; et consolidation des fonctions de régulation, de supervision contractuelle et de gestion des concessions.

Long terme — développement conditionné. Suivi des seuils d'utilisation déclenchant les investissements structurels de la Phase II, réseau par réseau ; réexamen des options d'interconnexion entre réseaux régionaux à mesure que les demandes régionales convergent ; et réévaluation de l'interconnexion avec la République dominicaine à la lumière de conditions de marché et de financement actualisées.

Cette séquence traduit le principe directeur du plan : les capacités institutionnelles et la qualité de l'information conditionnent la capacité d'absorption des investissements, et doivent donc précéder les engagements de capital les plus importants.

APPROCHE DE LA DEMANDE

Élaboration du Plan national de développement

du secteur électrique d'Haïti (2025-2035)

Conformément à la planification prévue dans le cadre du contrat attribué au titre de la composante « Énergies renouvelables », le premier jalon identifié est l'estimation de la demande prévisionnelle à couvrir.

Au titre du deuxième jalon, il avait été convenu de faire progresser la caractérisation des ressources naturelles susceptibles d'être utilisées pour la production d'électricité sur le territoire haïtien. (Annexe I)

Le présent rapport rassemble les conclusions relatives à ces deux activités, la Section 1 traitant de l'estimation de la demande d'électricité à modéliser et la Section 2 portant sur la caractérisation de la ressource renouvelable disponible et exploitable pour la production d'électricité dans différentes régions d'Haïti.

Section 1 – Estimation de la demande d'électricité

Aux fins de l'estimation de la demande d'électricité, l'intention était, d'une part, d'analyser les informations fournies par CPCS Transcom Limited et Estudios Energéticos Consultores (« le Consortium CPCS-GME ») fin juillet et, ensuite, d'identifier des scénarios de demande destinés à alimenter les autres activités du projet.

Il convient de noter que, si les informations ont été communiquées avec un certain retard (et de manière seulement partielle par rapport à ce qui avait été demandé — les éléments ont en fait été reçus à la mi-août), cela est loin de constituer la difficulté la plus importante à surmonter ; comme indiqué à la section suivante, le problème pertinent se situe ailleurs et exige beaucoup plus de créativité pour être résolu.

L'ampleur du problème

Les rapports analysés en vue de l'achèvement du Jalon 1 des travaux en cours convergent pour relever simultanément les deux aspects suivants :

> Premièrement, l'absence de données officielles (du moins de données récentes) permettant d'estimer correctement la demande d'électricité actuelle (sur la base de laquelle des scénarios pourraient ensuite être construits pour anticiper son évolution future).
>
> Dans ces conditions, les informations disponibles présentent d'énormes lacunes, essentiellement quant à leur qualité et à leur cohérence. En de nombreuses occasions, ce qui est systématisé dans les rapports relève davantage de l'estimation que de la donnée fiable.

Ainsi, l'étude « Haiti Sustainable Energy Roadmap » de Lucky et al. indique :

> « Haïti ne dispose actuellement d'aucune projection de la demande future d'électricité approuvée par les pouvoirs publics ».

Pour sa part, l'étude « Sustainable Electricity for Haiti » élaborée par Navigant pour la BID, dans une critique beaucoup plus générale portant non seulement sur la qualité des données d'estimation de la demande mais aussi sur les données relatives à l'offre énergétique mobilisable à partir des ressources naturelles, relève :

« Les actions visant à améliorer les Données pertinentes comprennent la collecte de données spécifiques aux sites pour les ressources éolienne et hydraulique, telles que l'installation et l'exploitation de mâts de mesure pour les données de vent et les données d'évaluation hydraulique. Cela réduit le risque, tant perçu que réel, pour les développeurs et la communauté des investisseurs. Correctement mis en œuvre et communiqués, ces efforts contribueront substantiellement à accroître l'électricité durable, à la fois en favorisant un développement efficace et en évitant tout développement mal avisé. S'agissant de l'insuffisance des données de demande, un programme recourant à l'imagerie satellitaire et à l'analyse de données permettra une bien meilleure compréhension de l'accès et de la consommation d'électricité actuels et potentiels. Cela contribue à optimiser la taille et la localisation des développements et renforce la confiance des investisseurs et des développeurs dans la viabilité du développement envisagé.

Les responsabilités organisationnelles recommandées pour les actions relatives aux Données pertinentes identifiées au Tableau 5-2 comprennent :

> La réalisation d'une évaluation éolienne détaillée spécifique aux sites exige une action de l'EDH (probablement en contractant un tiers, ou en collaboration avec un tiers) afin de garantir l'obtention de mesures appropriées et impartiales. Une supervision par les échelons supérieurs du Gouvernement d'Haïti est nécessaire pour confirmer que les objectifs sont atteints.
>
> De même, une évaluation hydraulique spécifique aux sites exige une action de l'EDH (probablement avec un tiers) afin d'obtenir une évaluation complète et défendable (et « bancable »), avec une certaine supervision des échelons supérieurs du Gouvernement d'Haïti.

- La collecte et la diffusion de données spatiales de population et de données de demande potentielle d'électricité devraient être pilotées par l'EDH sous la supervision des ministères compétents du Gouvernement d'Haïti, afin de garantir que la planification électrique et l'expansion des capacités soient cohérentes avec des projections de demande réalistes. Cela contribue à démontrer aux organismes de financement que les projets (et les financements associés) sont correctement priorisés et échelonnés dans le temps ».

Dans le même sens, on peut relever l'affirmation suivante issue des travaux menés par l'Université de Boston :

> *« Une dernière mise en garde, mais importante : la disponibilité de données sur l'état du secteur électrique en Haïti est très limitée, et les données existantes sont de qualité incertaine ou médiocre, avec des informations considérablement contradictoires. En conséquence, un jugement subjectif a souvent été nécessaire pour interpréter et tirer des conclusions et, chaque fois que possible, plusieurs sources d'information ont été utilisées à des fins de triangulation ».*

Si les affirmations qui précèdent attestent d'une difficulté à obtenir des informations statistiques, l'affirmation suivante étend cette limite de manière très marquée aux aspects commerciaux de la compagnie :

> *« En raison de la faiblesse du comptage et de la collecte de données, la proportion exacte de la population haïtienne desservie par l'EDH est inconnue. Bien que l'EDH fasse état d'environ 250 000 clients, certains estiment que jusqu'à 600 000 ménages seraient effectivement raccordés aux lignes de l'EDH ».*

L'alternative proposée

Sur la base de l'analyse des informations reçues, il est rapidement conclu que :

> La stratégie initialement envisagée doit être abandonnée — à savoir l'application de la méthodologie classique de modélisation impliquant la caractérisation de la situation de départ, l'identification des déterminants jugés pertinents pour leur incidence sur la demande, l'estimation de l'évolution future de ces déterminants et la définition de scénarios reflétant les incidences sur la demande.
>
> Un autre moyen doit être trouvé pour générer le scénario caractérisant la demande future, de sorte que cette donnée d'entrée puisse ensuite être utilisée en amont pour construire un Plan énergétique pour Haïti.

Caractérisation de la demande

Acceptant dès lors la nécessité de construire une information de référence synthétique susceptible de permettre la prise de décision dans le cadre des présents travaux, un scénario de demande sera « généré » traduisant l'évolution souhaitée que le système électrique haïtien mérite de suivre dans le cadre de son processus de transition énergétique juste.

À cette fin, les critères suivants seront appliqués :

> Géoréférencement : l'analyse sera segmentée pour chacune des cinq régions du système électrique haïtien décrites dans le document « Réflexions autour du projet d'électrification nationale », MTPTC, janvier 2024, qui, comme convenu, constituent les zones de travail initiales.

Sur la base de ce zonage, retenu comme donnée d'entrée de travail, deux types de systèmes seront développés :

1) Réseaux régionaux (incluant tant l'option du système isolé que celle de leur éventuelle interconnexion future) ;

2) Mini-réseaux locaux (hors réseau).

Horizon temporel : la principale caractéristique de la définition de la demande est son « indépendance du temps ». Celle-ci consiste à définir une demande cible — sans préciser l'horizon temporel auquel elle sera atteinte — et, sur cette base, à concevoir un système électrique capable de la couvrir.

Variation infrajournalière de la demande : une courbe caractérisant l'évolution horaire de la demande d'électricité sera construite à partir de références comparatives avec les systèmes nationaux de pays voisins présentant des caractéristiques similaires, ajustées aux conditions haïtiennes.

Variation saisonnière de la demande cible : une courbe sera construite pour refléter l'incidence des différentes conditions environnementales survenant au cours de l'année. Cela sera fait à partir de références comparatives avec les systèmes nationaux de pays voisins présentant des caractéristiques similaires, ajustées aux conditions haïtiennes.

Demandes spécifiques pré-identifiées : les demandes actuelles spécifiques identifiées (par exemple celle du Parc industriel de Caracol) seront également prises en compte, de même que d'autres demandes potentielles susceptibles d'être identifiées au cours du processus de planification.

Enfin, dans le cas des mini-réseaux locaux : ceux-ci seront traités spécifiquement en identifiant les besoins énergétiques à couvrir en utilisant l'électricité comme source, en estimant leur quantification ainsi que le profil selon lequel ils seront appelés, tant en infrajournalier qu'en saisonnier.

Méthodologie

Afin de pallier le manque d'information décrit ci-dessus, le scénario est décrit au moyen de valeurs unitaires d'« énergie par ménage » ou d'« énergie par habitant », qui sont ensuite converties en valeurs absolues de demande d'énergie à l'aide des informations disponibles et des projections démographiques.

Comme référence de comparaison avec Haïti — non seulement s'agissant de la consommation d'électricité mais sous tous les aspects de l'économie — la République dominicaine s'impose immédiatement, pays avec lequel Haïti partage non seulement des caractéristiques géographiques mais aussi environnementales, déterminantes pour la caractérisation de la demande.

En résumé, d'un point de vue méthodologique, l'analyse sera menée sur deux fronts qui finiront par converger :

Information locale.
Information de référence internationale retenue.
Convergence des informations traitées en (i) et (ii) et définition de la « demande par ménage » ou « demande par habitant » pour chacune des régions.

Le processus suivi est représenté graphiquement dans la figure ci-dessous.

Information locale :

L'analyse de l'information locale comprend les étapes suivantes :

Analyse du zonage fourni comme donnée d'entrée et définition des communes incluses dans les régions suivantes. Cette analyse produit la liste des communes couvertes dans chacune des régions 1 à 5.

Analyse de l'information démographique et segmentation. Elle produit, pour chaque commune, la population totale ainsi que des informations ventilées entre population urbaine et rurale, ensuite consolidées pour chacune des régions 1 à 5.

Demandes supplémentaires à considérer pour chacune des régions 1 à 5.

Information de référence internationale retenue :

L'analyse de l'information de référence internationale retenue comprend les étapes suivantes :

Définition de la référence internationale retenue.

Analyse de la demande d'électricité du pays de référence, tant totale que pour le secteur résidentiel, segmentée par type de population (urbaine et rurale).

Analyse démographique du pays de référence afin de segmenter la population en urbaine et rurale.

Caractérisation de la demande par type de population. Détermination de la demande d'électricité « par ménage » et « par habitant » pour la référence internationale.

Caractérisation de la demande d'électricité, tant infrajournalière que saisonnière.

Convergence de l'information locale et de l'information de référence internationale

Une fois l'information traitée dans chacun des domaines décrits ci-dessus, la valeur à attribuer à la demande « par ménage » ou « par habitant » dans les différentes régions est

définie et, à l'aide des informations démographiques propres à chaque région, l'énergie à fournir annuellement dans chaque région est extrapolée. Il est supposé que l'évolution temporelle (journalière ou annuelle) est identique à celle observée dans la référence internationale considérée.

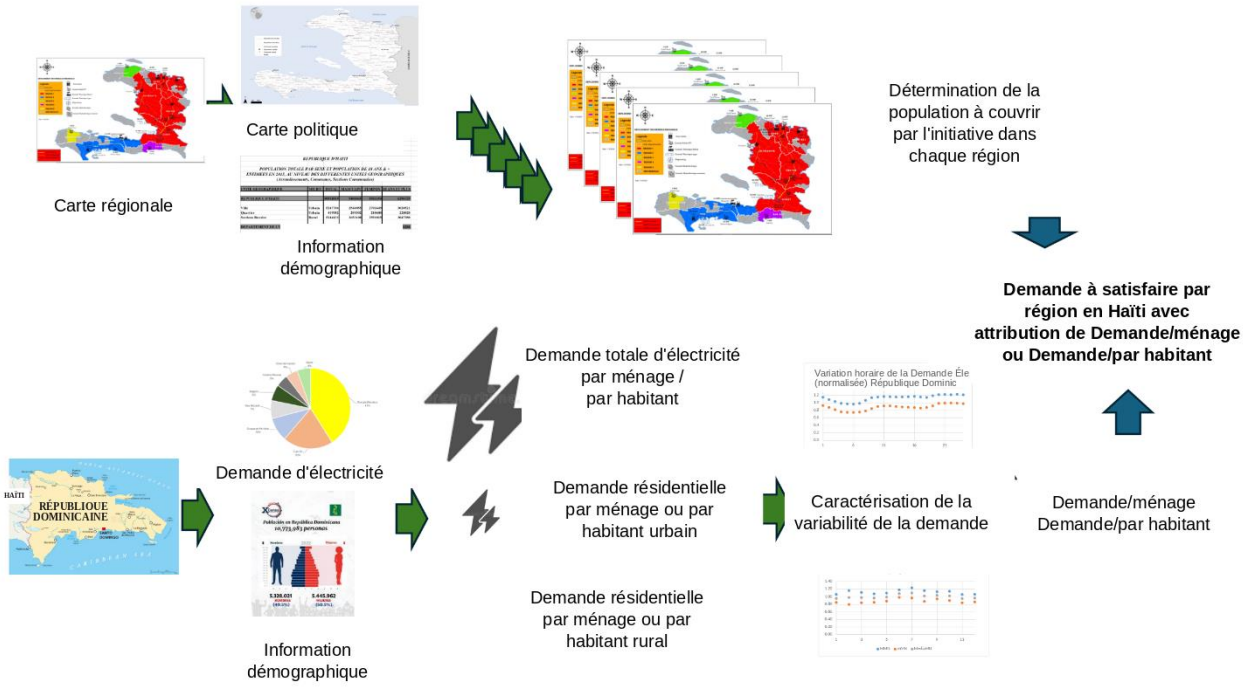


Figure A1-1. Représentation du processus suivi

Analyse de l'information locale – périmètre géographique du projet

Comme indiqué, et sur la base d'un accord préalable entre les autorités haïtiennes et l'équipe de conseil, le point de départ est le zonage communiqué dans le document « Réflexions autour du projet d'électrification nationale » (Figure A1-2).

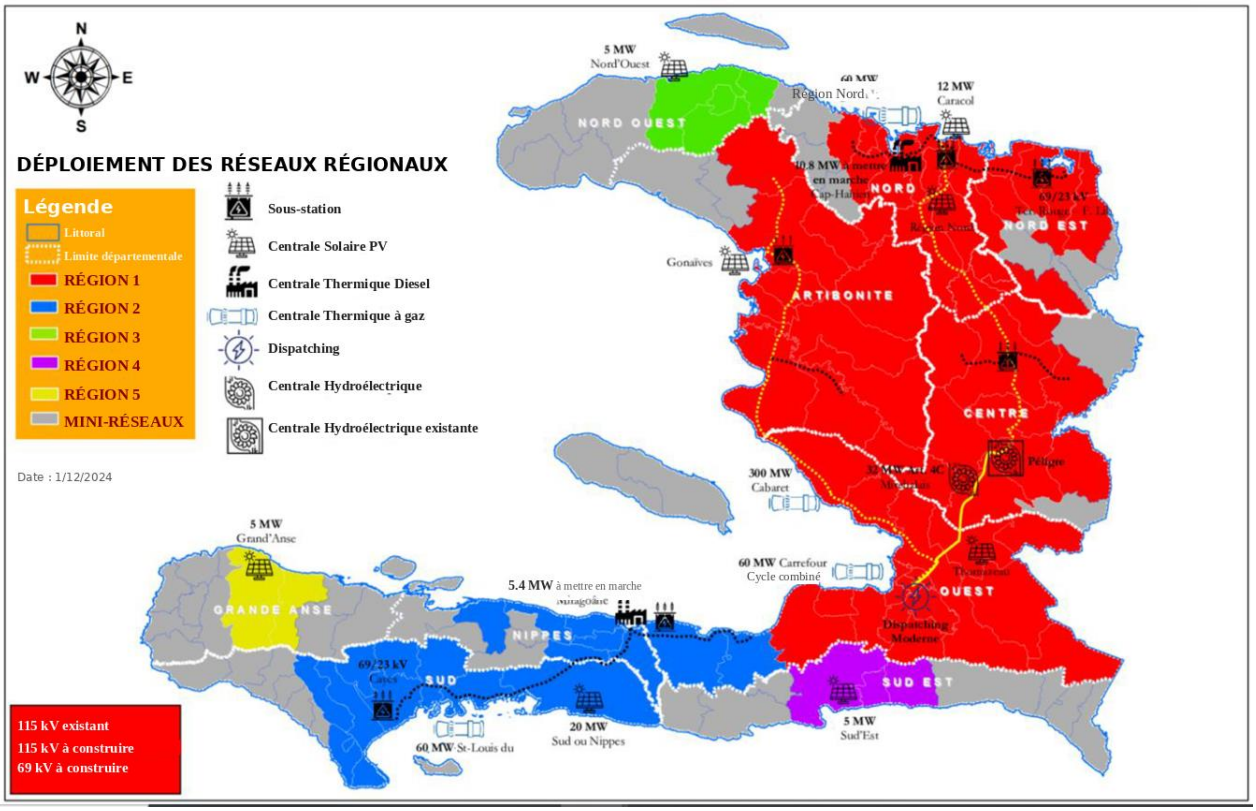


Figure A1-2. Délimitation géographique des zones dans lesquelles l'analyse sera menée.

Le croisement des informations ci-dessus avec celles figurant sur la carte politique obtenue auprès du Bureau de la coordination des affaires humanitaires des Nations Unies (OCHA), qui présente la division politique interne d'Haïti en départements et communes, permet de délimiter géographiquement les différentes zones dans lesquelles seront menées la présente analyse et les autres activités du projet (Figure A1-3).

Ce traitement de l'information conduit aux conclusions suivantes :

La demande d'électricité de la Région 1 correspondra à celle estimée pour la population couverte par les départements de l'Artibonite (à l'exclusion des communes d'Anse Rouge et Terre Neuve), du Nord (sauf Borgne, Pilate et Plaisance), du Nord-Est (à l'exclusion des communes de Capolite, Mont Organisé, Carice et Vaillière), du Centre (sauf Cerca la Source et Savanette) et de l'Ouest (à l'exclusion de Petit Goâve et Grand Goâve).

La demande d'électricité de la Région 2 correspondra à celle estimée pour la population couverte par le département du Sud (sauf les communes de Tiburon, Coteaux, Port à Piment, Chardonnières et Les Anglais), les communes de Miragoâne, Paillant, Petite Rivière de Nippes, Anse-à-Veau, Petit Trou de Nippes et Fonds des Nègres dans le département des Nippes, ainsi que les communes de Petit Goâve et Grand Goâve dans le département de l'Ouest.

La demande d'électricité de la Région 3 correspondra à celle estimée pour la population couverte par les communes de Port-de-Paix, Saint-Louis-du-Nord, Chansolme, Bassin Bleu et Pointe des Palmistes dans le département du Nord-Ouest.

La demande d'électricité de la Région 4 correspondra à celle estimée pour la population couverte par Jacmel, Cayes-Jacmel et Marigot dans le département du Sud-Est.

La demande d'électricité de la Région 5 correspondra à celle estimée pour la population couverte par les communes de Grande Anse et Roseaux dans le département de la Grande Anse.

Figure A1-3. Carte politique d'Haïti indiquant les départements et les communes.

Analyse de l'information démographique

À partir des informations contenues dans le rapport « République d'HAÏTI — Population Totale, Ménages, Superficie et Densité estimés en 2015 au niveau des différentes unités géographiques (arrondissements, Communes, Villes, Quartiers, Sections Communales) », fourni comme donnée d'entrée par CPCS Transcom Limited et Estudios Energéticos Consultores (« le Consortium CPCS-GME »), les informations suivantes ont été extraites pour chacune des régions considérées : population totale, population urbaine et population rurale.

Le Tableau 1 récapitule les résultats obtenus ; le détail des informations traitées peut être consulté à l'Annexe II.

Tableau 1. Population par région — ventilation entre population urbaine et rurale

Région	Population totale	Population urbaine	Population rurale	Répartition (% urbain / % rural)
1	7 243 239	4 746 928	2 496 311	66/34
2	1 172 238	419 920	752 318	36/64
3	424 062	174 655	249 407	41/59
4	302 301	60 947	241 354	20/80
5	170 073	48 914	121 159	29/71

Le Tableau 2 indique la fraction de la population totale d'Haïti qui sera couverte par la proposition issue des présents travaux. Comme on peut le constater, les régions délimitées couvrent en moyenne 85 % de la population totale du pays, avec la segmentation suivante : 96 % de la population urbaine d'Haïti et 73 % de sa population rurale.

Tableau 2. Fraction de la population d'Haïti couverte dans le cadre des présents travaux

	Population totale	Population urbaine	Population rurale	Répartition (% urbain/% rural)
Haïti	10 911 819	5 667 686	5 244 133	52/48
% couvert	85,34	96,18	73,62	N/A

La densité de population s'établit à 403 habitants par km².

Enfin, le nombre de ménages en Haïti est estimé à 2 363 980, ce qui donne une moyenne de 4,62 habitants par ménage.

Information sur la référence internationale retenue

Définition de la référence internationale à considérer

Pour des raisons géographiques et environnementales, la République dominicaine a été retenue comme référence aux fins de l'extrapolation des informations relatives au secteur électrique.

Analyse de la demande d'électricité du pays de référence, tant totale que pour le secteur résidentiel, segmentée par type de population (urbaine et rurale)

Sur la base des informations disponibles concernant le secteur énergétique de la République dominicaine, la demande énergétique de ce pays en 2022 peut être établie à 7 606 ktep, avec la ventilation suivante par secteur de consommation : 48 % transports, 24 % industrie, 20 % résidentiel, 7 % activités commerciales et de services, les 1 % restants correspondant à d'autres activités.

Cette demande énergétique a été couverte à partir de sources diverses, les principales contributions provenant du pétrole et des produits pétroliers — fortement liés au secteur des transports — avec 4 278 ktep (soit une part de 63,91 %), suivis de l'électricité avec 1 436 ktep (20,72 % du total), puis de la biomasse, principalement associée aux secteurs résidentiel et commercial/services, avec 669 ktep (9,66 % du total), et enfin du gaz naturel, du charbon et de l'énergie solaire thermique, qui ont contribué à hauteur de 394 ktep (5,70 % du total).

Au sein de la demande d'électricité, la demande associée au secteur résidentiel joue un rôle significatif, bien qu'elle soit transversale à tous les secteurs de l'économie.
En appliquant le facteur de conversion théorique de 0,086 tep/MWh, la demande totale d'électricité de la République dominicaine pour l'année de référence peut être estimée à environ 16 700 GWh.

S'agissant de l'analyse du secteur résidentiel, les informations suivantes sont obtenues, segmentées entre résidentiel urbain et résidentiel rural.

Pour le sous-secteur résidentiel urbain, on peut relever qu'il a consommé en 2022 un total d'environ 1 193 ktep en énergie nette (soit une part de 17 % de la consommation nette totale d'énergie de la République dominicaine).
Le principal usage énergétique dans les ménages urbains est la cuisson, usage pour lequel la consommation d'électricité est tout à fait marginale.

L'usage énergétique le plus important après la cuisson concerne les autres appareils électroménagers, qui représentaient 18 % de la consommation d'énergie de ce sous-secteur. À la différence de la cuisson, cet usage est entièrement captif de l'électricité.

Les autres usages présentent des parts relativement plus faibles.

En termes de consommation par source, le gaz de pétrole liquéfié fournit environ 37 % de l'énergie consommée dans les logements urbains, essentiellement associée à la cuisson et à la production d'eau chaude et, dans une moindre mesure, à l'éclairage.

L'électricité, en revanche, couvre environ 49 % de la consommation nette, avec une part dans tous les usages énergétiques de ce sous-secteur. (Voir Tableau 3.)

Tableau 3 — Part des sources : demande résidentielle urbaine, République dominicaine

Source	% Part
Électricité	49
GPL	37
Bois de chauffage	9
Charbon de bois	5
Kérosène	0
Résidus de biomasse	0
Solaire	0

Sur cette base, on peut calculer qu'au niveau du sous-secteur résidentiel urbain, la demande d'électricité en République dominicaine peut être estimée à 585 ktep, soit 6 802 GWh en 2022.

S'agissant de l'analyse équivalente au niveau du sous-secteur résidentiel rural, la consommation totale d'énergie s'est élevée à 438 ktep (soit 6,21 % de la demande énergétique totale du pays). Là encore, le principal usage est la cuisson, avec une part pratiquement négligeable pour l'électricité (0,12 %).

L'analyse de la répartition des sources utilisées dans ce sous-secteur montre que l'électricité est la deuxième source après le bois de chauffage, avec une part de 18,34 %. (Voir Tableau 4.)

Tableau 4 — Part des sources : demande résidentielle rurale, République dominicaine

Source	% Part
Électricité	18
GPL	18
Bois de chauffage	57
Charbon de bois	5
Kérosène	2
Résidus de biomasse	0
Solaire	0

Sur cette base, on peut calculer qu'au niveau du sous-secteur résidentiel rural, la demande d'électricité en République dominicaine peut être estimée à 78,84 ktep, soit 917 GWh en 2022.

Analyse démographique de la République dominicaine

La population totale de la République dominicaine s'élève à 10 760 028 habitants, répartis comme suit : population urbaine 8 468 142 habitants et 2 291 885 habitants en zones rurales.

La répartition entre population urbaine et rurale correspond à un ratio de 79 % et 21 % respectivement. La densité de population s'établit à 221 habitants par km².

À partir de la population et du nombre de ménages, il est possible de calculer le ratio moyen d'habitants par ménage, qui s'établit à 2,9

Caractérisation de la demande par type de population

Sur la base des informations exposées ci-dessus, il est possible de calculer directement les ratios reliant la demande d'électricité et la population, que ce soit par personne ou par nombre de ménages.

À cet égard, il convient de noter que le nombre de ménages a été écarté comme base de calcul, dans la mesure où le nombre d'habitants par ménage en Haïti (4,62) est nettement supérieur (1,6 fois) à celui observé en République dominicaine (2,9 habitants par ménage).

Tableau 5 : Demande estimée par segment considéré — République dominicaine

Demande totale d'électricité vs population totale

Indicateur	Valeur
Demande totale d'électricité (GWh)	16 700
Population (inhabitants)	10 760 028
Demande totale d'électricité/habitant (MWh/hab)	1,55

Demande d'électricité résidentielle urbaine vs population urbaine

Indicateur	Valeur
Demande d'électricité résidentielle (GWh)	6 802
Population urbaine (habitants)	8 468 142
Demande d'électricité/habitant (MWh/hab)	0,80

Demande d'électricité résidentielle rurale vs population rurale

Indicateur	Valeur
Demande d'électricité résidentielle (GWh)	917
Population rurale (habitants)	2 291 885
Demande d'électricité/habitant (MWh/hab)	0,40

Il est ensuite aisé de calculer la demande d'électricité « par habitant » de la référence internationale, tant au niveau global qu'au niveau du secteur résidentiel, segmentée entre population urbaine et rurale.

Caractérisation de la variation infrajournalière de la demande d'électricité en République dominicaine

La demande horaire d'électricité couverte en République dominicaine est obtenue à partir des informations mises à disposition par l'Organismo Coordinador (OC) dans son rapport quotidien d'exploitation.

Le traitement de ces informations permet de calculer, pour chaque heure, la valeur maximale de l'année N (MHN) et la valeur minimale de l'année N (mHN).

Il est alors possible de représenter, pour chaque heure de la journée, la plage MHN–mHN, obtenant ainsi une caractérisation de la variation infrajournalière de la demande.

Des séries pour les années 2013-2016 sont également disponibles, à partir desquelles une journée représentative peut être construite non pas pour une seule année mais pour

l'ensemble de la période, représentant l'évolution infrajournalière de la demande totale d'électricité sur la période considérée. (Voir Figure A1-4.)

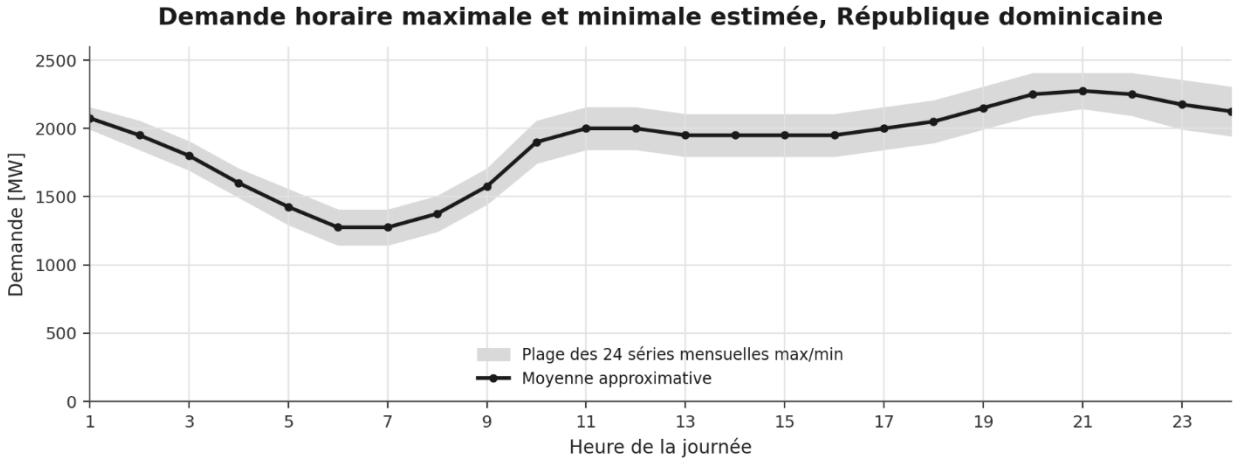


Figure A1-4 – Demande horaire maximale et minimale estimée, République Dominicaine

Pour simplifier la représentation, il est possible d'obtenir pour chaque heure de la journée les valeurs moyennes des maxima et des minima de la période considérée.

En outre, afin de s'abstraire de valeurs qui n'auraient aucune signification dans le contexte d'application haïtien, il est possible de normaliser les valeurs obtenues.

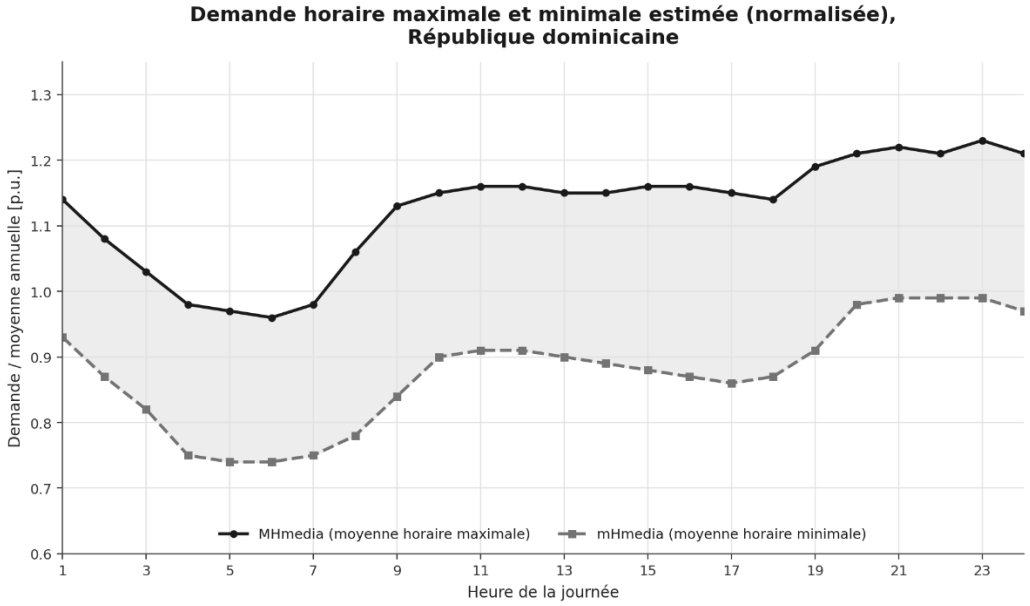


Figure A1-5 – Demande horaire maximale et minimale estimée, République Dominicaine

Il est également possible d'obtenir, pour chaque heure, des coefficients appliqués à la demande moyenne d'électricité afin de refléter la variation infrajournalière.

Tableau 6 — Coefficients appliqués à la demande moyenne pour refléter la variation infrajournalière.

Heure 1–12

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MHmedia	1,14	1,08	1,03	0,98	0,97	0,96	0,98	1,06	1,13	1,15	1,16	1,16
mHmedia	0,93	0,87	0,82	0,75	0,74	0,74	0,75	0,78	0,84	0,90	0,91	0,91

Heure 13–24

	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
MHmedia	1,15	1,15	1,16	1,16	1,15	1,14	1,19	1,21	1,22	1,21	1,23	1,21
mHmedia	0,90	0,89	0,88	0,87	0,86	0,87	0,91	0,98	0,99	0,99	0,99	0,97

Caractérisation de la variation saisonnière de la demande d'électricité en République Dominicaine

De manière analogue, les informations mises à disposition dans le rapport quotidien d'exploitation de l'OC peuvent être utilisées pour caractériser la variation saisonnière de la demande. Il est ainsi possible de calculer, pour chaque mois de l'année N, la demande maximale du mois (MHN) et la demande minimale du mois (mHN).

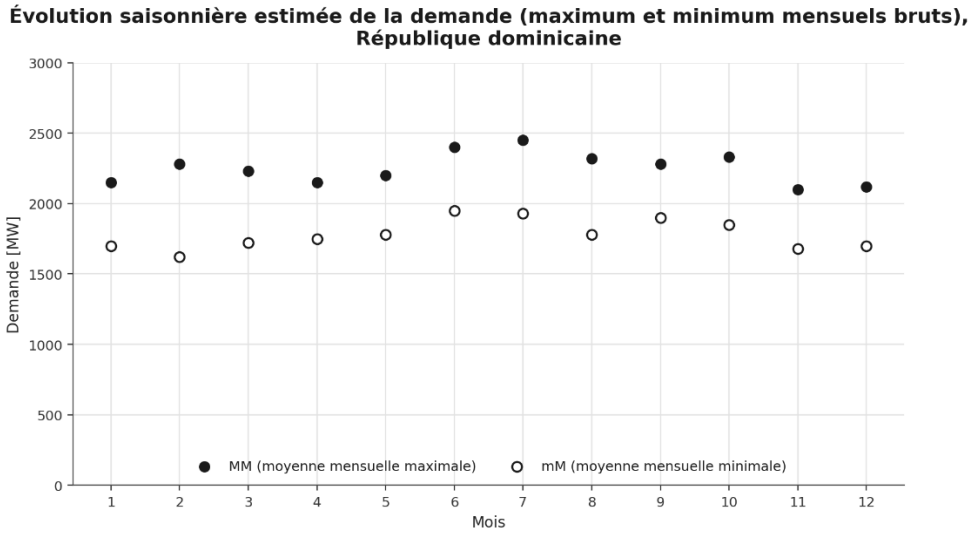


Figure A1-6 – Évolution saisonnière estimée de la demande (maximum et minimum mensuels bruts), République dominicaine

En outre, afin de s'abstraire de valeurs qui n'auraient aucune signification dans le contexte d'application haïtien, la même courbe peut être construite sous forme normalisée (en divisant les valeurs par la valeur moyenne obtenue au cours d'une année donnée). (Voir Figure A1-7.)

Il est également possible d'obtenir des coefficients appliqués à la demande mensuelle moyenne d'électricité. (Voir Tableau 7.)

Tableau 7 — Coefficients appliqués à la demande moyenne pour refléter la variation saisonnière.

Mois

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MMN	1,06	1,16	1,11	1,07	1,09	1,18	1,23	1,16	1,13	1,14	1,06	1,06
mMN	0,85	0,79	0,84	0,85	0,88	0,98	0,96	0,87	0,94	0,90	0,84	0,86
MediaMN	0,95	0,98	0,97	0,96	0,99	1,08	1,10	1,01	1,03	1,02	0,95	0,96

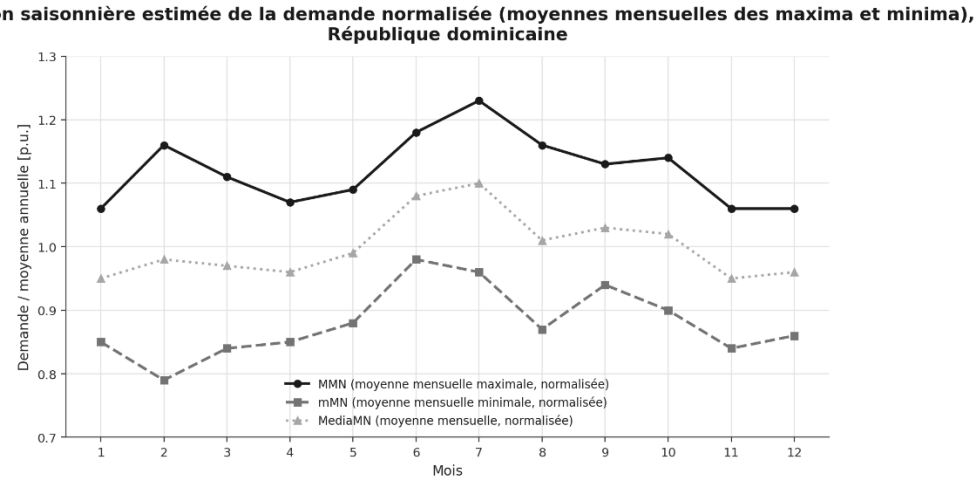


Figure A1-7 – Évolution saisonnière estimée de la demande normalisée (moyennes mensuelles des maxima et minima), République dominicaine

Le transfert à Haïti des résultats obtenus à partir des informations de base dominicaines repose sur l'uniformité de la température (principal déterminant énergétique) de part et d'autre de la frontière, comme le montre la Figure A1-8.

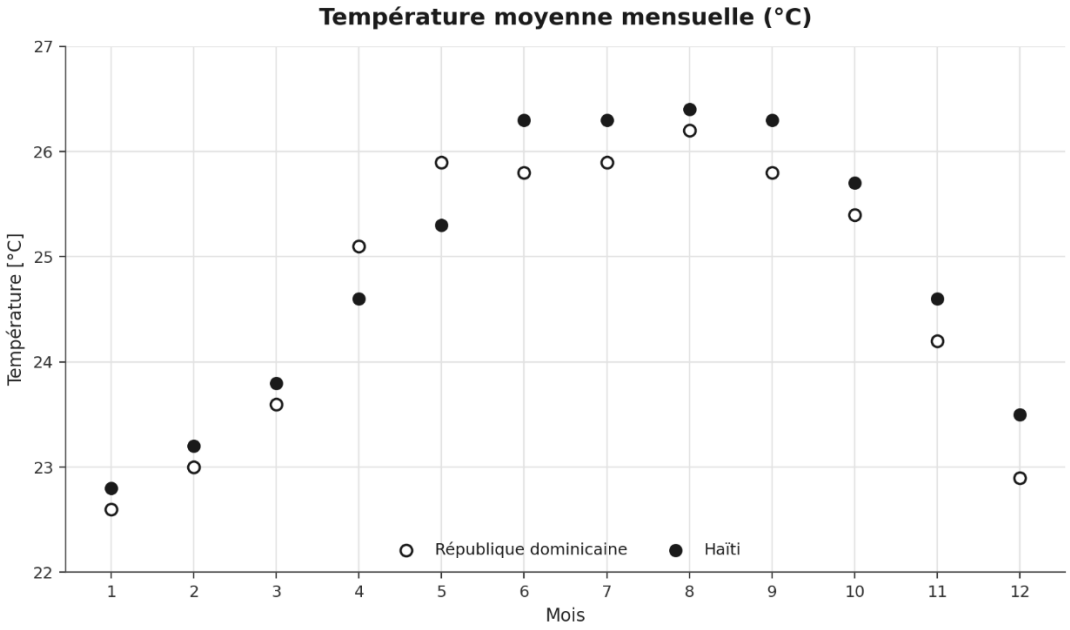


Figure A1-8 – Température moyenne mensuelle, Haïti et République dominicaine

À titre d'alternative, pour la Région 1, il est proposé de modéliser la variation saisonnière à partir des informations relatives au Parc industriel de Caracol.

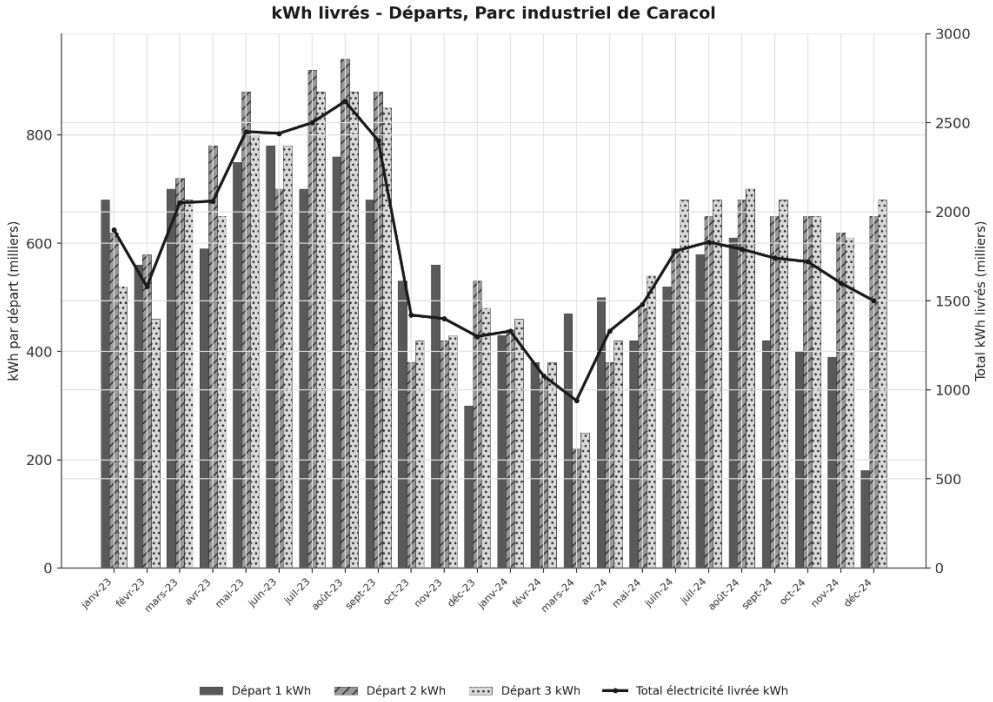


Figure A1-9 – Demande historique observée au Parc de Caracol (janvier 2023 à décembre 2024)

Convergence de l'information locale et de l'information de référence internationale

En rapprochant l'information locale traitée et celle obtenue pour la référence internationale, il est possible d'estimer la demande d'électricité de chacune des régions considérées.

Ainsi, par exemple, si le critère à appliquer est que la demande totale moyenne d'électricité « par habitant » d'Haïti atteigne celle observée en République dominicaine, les résultats suivants sont obtenus :

Tableau 8 — Demande annuelle d'électricité par région en appliquant le critère d'extrapolation de la demande totale d'électricité par habitant

Région (total)	Population (habitants)	MWh/hab/an	GWh/an
0	5 070 161	1,24	6 287
1	2 173 387	1,24	2 694
2	1 172 238	1,24	1 454
3	424 062	1,24	526
4	302 301	1,24	375
5	170 073	1,24	211

Si, en revanche, le critère à appliquer est l'extrapolation de la demande résidentielle « par habitant », les résultats suivants sont obtenus :

Tableau 9 — Demande annuelle d'électricité par région en appliquant le critère d'extrapolation de la demande résidentielle par habitant

Critère : extrapolation de la demande résidentielle d'électricité avec ventilation urbaine et rurale			
Région 1	Habitants	MWh/habitant	GWh/an
Population urbaine :	4746928	0,80	**3798**
Population rurale :	2496311	0,40	**999**
Région 2	**Habitants**	**MWh/habitant**	**GWh/an**
Population urbaine :	419920	0,80	**336**
Population rurale :	752318	0,40	**301**

Région 3	**Habitants**	**MWh/habitant**	**GWh/an**
Population urbaine :	174655	0,80	**140**
Population rurale :	249407	0,40	**100**
Région 4	**Habitants**	**MWh/habitant**	**GWh/an**
Population urbaine :	60947	0,80	**49**
Population rurale :	241354	0,40	**97**
Région 5	**Habitants**	**MWh/habitant**	**GWh/an**
Population urbaine :	48914	0,80	**39**
Population rurale :	121159	0,40	**48**

Ensuite, en combinant les informations de demande nette à couvrir avec les pertes, la demande à couvrir au niveau de la production est obtenue.

Une fois ces informations obtenues, il est possible d'appliquer les coefficients de variation infrajournalière et saisonnière afin de caractériser le profil de la demande.

Caractérisation de la demande d'électricité au niveau des mini-réseaux

Afin de favoriser l'accès à l'électricité dans les zones où l'extension des réseaux régionaux n'est pas viable, des solutions décentralisées sont envisagées.

Les solutions de ce type présentent des défis qui leur sont propres, et le traitement de la demande y diffère de celui appliqué aux réseaux régionaux.

Définition de la part de la demande à couvrir par les réseaux régionaux et les mini-réseaux

Définir la part de la demande rurale qui sera desservie par des mini-réseaux conduit directement au dimensionnement de ces systèmes.

MINI-RÉSEAUX

Mini-réseaux et solutions d'électrification autonomes

Mini-réseaux — Contexte et périmètre

Le présent chapitre analyse les options technologiques d'électrification des zones non desservies par les réseaux régionaux, en comparant les mini-réseaux hybrides, les systèmes solaires autonomes et l'extension du réseau.

Déficit d'accès

1,27 M Ménages sans accès (total)	817 512 Candidats mini-réseau / extension du réseau	454 912 Candidats systèmes autonomes	10 Départements analysés

L'analyse géospatiale identifie environ 1,27 million de raccordements non électrifiés :

- Résidentiel urbain : 1,68 M de ménages au total — 1,08 M à proximité du réseau existant (≤ 500 m) ; 0,6 M en zones reculées.
- Résidentiel rural : 0,76 M de ménages — seuls 170 000 à proximité du réseau ; 600 000 en zones reculées.
- Commercial : environ 70 000 entreprises supplémentaires non électrifiées.
- Écoles : 9 436 sans accès (sur 18 833 au total).
- Centres de santé : 371 sans accès (sur 997 au total).

Répartition départementale

Département	**Mini-réseau / Ext. réseau**	**Systèmes autonomes**	**Total**
Artibonite	151 109	62 947	**214 056**
Ouest	97 954	85 441	**183 395**
Nord	129 081	28 938	**158 019**
Centre	68 051	85 456	**153 507**
Sud Est	93 883	44 395	**138 278**
Nord Ouest	90 596	29 308	**119 904**
Autres départements	**186 838**	**118 427**	**305 265**
TOTAL	**817 512**	**454 912**	**1 272 424**

Demande analysée et comparaison avec les niveaux de service ESMAP

Nature de la demande analysée : couvrir les besoins actuels

Il importe de souligner que les scénarios de demande modélisés sont calibrés pour couvrir les besoins énergétiques actuels des ménages haïtiens, caractérisés par une consommation extrêmement faible au regard des standards régionaux. Ils ne représentent pas une projection de la demande future ni des aspirations de développement économique à long terme — approche qui diffère de celle retenue pour l'expansion de l'offre dans les réseaux régionaux.

Scénario	Puissance rés.	Consommation annuelle	Contexte d'usage
Base (Cas 1)	200 W	255,5 kWh/an	Éclairage de base, recharge de téléphones portables
Moyen (Cas 2)	500 W	438 kWh/an	Ventilation, petits appareils
Élevé (Cas 3)	1 000 W	730 kWh/an	Réfrigération, TV, usages productifs initiaux

Référence régionale : la consommation moyenne en Amérique latine et dans les Caraïbes dépasse 1 800 kWh/an.

Correspondance avec les niveaux de service ESMAP / Tracking SDG7

Le cadre multiniveaux (Multi-Tier Framework) de l'ESMAP (Banque mondiale) pour l'accès à l'énergie définit cinq niveaux de service électrique.

Palier	Puissance min.	Disponibilité	Charge typique	Réf. kWh/an	Service typique	Scénario Haïti
1	≥ 3 W	4 h/jour en pointe	Éclairage, information	< 73 kWh	1–2 ampoules LED, recharge de téléphone	—
2	≥ 50 W	4 h/jour + 2 h en pointe	Éclairage + ventilateur de base	73–365 kWh	Éclairage multiple, ventilateur, TV	Cas 1 / SSD
3	≥ 200 W	8 h/jour + 3 h en pointe	Appareils divers	365–1 250 kWh	Réfrigérateur, PC, fer à repasser, pompe	**Cas 2**
4	≥ 800 W	12 h/jour + 5 h en pointe	Appareils de	1 250–3 000 kWh	Machine à laver, climatisation, usages productifs	Cas 3 (limite supérieure)

			puissance moyenne			
5	≥ 2 000 W	23 h/jour	Comparable au réseau	> 3 000 kWh	Service équivalent à un réseau urbain conventionnel	Non couvert

Implications pour la conception des mini-réseaux en Haïti :

- Les scénarios Base et Moyen correspondent aux paliers 2-3. Les mini-réseaux conçus dans ces plages couvrent l'éclairage, la recharge de téléphones, la ventilation et les appareils de base.
- Le scénario Élevé (730 kWh/an) est proche du seuil inférieur du palier 4. L'atteindre suppose des investissements accrus en production et en stockage.
- Aucun scénario n'atteint le palier 5. Le passage à un service de meilleure qualité exige, à moyen terme, le raccordement au réseau régional ou une refonte substantielle du mini-réseau.
- L'identification du palier cible est essentielle : les communautés disposant d'une demande d'ancrage (hôpitaux, écoles, activités productives) justifient un dimensionnement supérieur.

Conclusion : le niveau d'investissement proposé pour la conception des mini-réseaux est calibré pour couvrir les besoins actuels, et non pour anticiper une croissance future qui exigerait une autre échelle d'investissement.

Hypothèses et structure de coûts (mini-réseaux et SSD)

Scénarios de dimensionnement

Scénario	Ménages	PI/Commercial	Puissance rés. (W)	Puissance PI (W)	kWh/an/racc.
Base — Petit	238	12	200	3 000	255,5
Base — Moyen	475	25	200	3 000	255,5
Base — Grand	760	40	200	3 000	255,5
Moyen — Petit	238	12	500	5 000	438
Moyen — Moyen	475	25	500	5 000	438
Élevé — Grand	760	40	1 000	8 000	730

Coûts retenus

Composante	Catégorie	Unité	Valeur
Solaire à grande échelle	CAPEX	USD/kW	**1 920**
Solaire commercial	CAPEX	USD/kW	**3 627**
BESS (<1 MW, 4 h)	CAPEX	USD/kWh	**364**
Groupe diesel de secours	CAPEX	USD/kW	**1 170**
OPEX fixe — Solaire	OPEX	USD/kW-an	**202**
OPEX fixe — BESS	OPEX	USD/kW-an	**47**
Prix du gazole	Combustible	USD/L	2,00
Coût implicite de production diesel	Combustible	USD/kWh	0,54
Ligne MT (14,8 kV)	Réseau	USD/km	40 000
Taux d'actualisation	Financier	%	**10 %**

Coût actualisé de l'énergie (LCOE) par solution d'électrification et analyse comparative

LCOE des mini-réseaux — Production + Distribution (USD/MWh)

Le LCOE consolide la production (PROD) et la distribution (DIST). La distribution représente une part majoritaire du coût total.

Indicateur (USD/MWh)	Base P	Base M	Base G	Moy. P	Moy. M	Moy. G	Élevé P	Élevé M	Élevé G

LCOE de production	502	503	503	503	503	503	503	503	503
LCOE GEN + DIST	1 861	1 318	1 014	1 280	968	795	973	785	679

LCOE de production des mini-réseaux vs production centralisée dans les réseaux régionaux

Un élément central de l'appréciation de la pertinence des mini-réseaux comme option d'électrification réside dans la comparaison de leur coût de production avec celui de la production centralisée des réseaux régionaux.

Le LCOE de production des mini-réseaux modélisés atteint 502-503 USD/MWh dans tous les scénarios.

Option d'électrification	**LCOE de production (USD/MWh)**	**Observations**
Mini-réseau hybride (solaire + BESS + diesel)	**502–503**	Identique pour tous les scénarios de demande et de taille
Extension du réseau — production centralisée (faible coût)	**307–308**	Équivalent au CAPEX solaire annualisé propre au modèle ; production à grande échelle avec un facteur d'utilisation supérieur.
Extension du réseau — production centralisée (coût élevé, entièrement fossile)	**562**	Production 100 % thermique (fioul / gazole) ; correspond au parc actuel d'Haïti.
Écart de production du mini-réseau vs production centralisée (faible coût)	+195–196 USD/MWh	Mini-réseau environ 63 % plus coûteux en production que la référence renouvelable centralisée

L'étude présente deux références de production centralisée. Le scénario à faible coût (307-308 USD/MWh) correspond à une production renouvelable à grande échelle. Le scénario à coût élevé (562 USD/MWh) représente une production entièrement fossile — c'est-à-dire une production thermique fonctionnant au gazole, ce qui correspond précisément au profil du parc de production actuel d'Haïti. Au regard de cette seconde référence, le mini-réseau hybride (502-503 USD/MWh) est légèrement moins coûteux dans sa composante production. Cette comparaison n'est toutefois pas favorable aux mini-réseaux : elle signifie que leur coût de production est proche de celui de l'option la plus coûteuse et la plus polluante du système — la production thermique centralisée — et supérieur de 63 % à celui de la production renouvelable centralisée à faible coût (307-308 USD/MWh), qui constitue

la référence pertinente pour la planification de long terme et qui ressort comme la plage de coûts attendue dans notre analyse.

L'écart s'explique par des facteurs structurels inhérents à l'isolement : les mini-réseaux fonctionnent avec des facteurs de charge réduits et sans possibilité d'optimisation du dispatching, ils doivent dimensionner le stockage BESS pour la pointe de demande locale sans bénéficier du foisonnement des charges, et l'appoint diesel (nécessaire du fait de la variabilité solaire) fonctionne à 540 USD/MWh (0,54 USD/kWh), soit plus de 1,7 fois le coût de la production centralisée à faible coût. Lorsque le diesel couvre 10 % de l'énergie, son poids dans le LCOE pondéré est disproportionné par rapport à sa part dans la production.

En résumé, du seul point de vue de la composante production et appoint, le mini-réseau isolé est structurellement plus coûteux que la production centralisée à faible coût de notre étude (+63 %, soit +195 USD/MWh). La justification des mini-réseaux ne réside pas dans leur efficacité de production — inférieure à celle du réseau régional — mais dans le fait qu'ils constituent la seule option techniquement viable pour les communautés reculées où l'extension du réseau n'est pas économiquement viable en raison des coûts de réseau associés à la faible densité et à l'éloignement.

LCOE des systèmes solaires autonomes (SSD)

Les SSD présentent un LCOE plus élevé que les mini-réseaux en valeur absolue, mais leur structure de coûts est radicalement différente.

Scénario SSD	kWh/an	PV installé	LCOE PV coût élevé (USD/MWh)	LCOE PV coût bas (USD/MWh)	Réf. Tier ESMAP
S200 — Base	255,5	200 Wc (1 module)	**934**	**782**	Tier 2
S500 — Moyen	438,0	500 Wc (2 modules)	1 066	**828**	Tier 2–3
S1000 — Élevé	730,0	1 000 Wc (4 modules)	1 160	**873**	Tier 3–4 (limite supérieure)

Les SSD présentent le LCOE de production le plus élevé de toutes les technologies analysées (782-1 160 USD/MWh), en raison de l'impossibilité d'exploiter des économies d'échelle.

Analyse comparative du CAE : quand chaque solution d'électrification est-elle appropriée ?

Le coût annuel équivalent par raccordement (CAE) est la métrique permettant de comparer les trois solutions d'électrification sur une base homogène.

Mini-réseaux — CAE (USD/raccordement/an)

Composante	Base P	Base M	Base G	Moy. P	Moy. M	Moy. G	Élevé P	Élevé M	Élevé G

O&M annuel total (TECH + COMB + DIST)	170	126	101	214	170	145	281	237	212
dont : Technologie (TECH)	42	43	43	74	74	74	122	123	123
dont : Combustible (COMB)	16	16	16	28	28	28	47	47	47
dont : Distribution (DIST)	112	67	42	112	67	42	112	67	42
TOTAL CAE Mini-réseau	**475**	**337**	**259**	**560**	**424**	**348**	**710**	**573**	**496**

SSD — CAE (USD/raccordement/an)

Scénario SSD	**Base P**	**Base M**	**Base G**	**Moy. P**	**Moy. M**	**Moy. G**	**Élevé P**	**Élevé M**	**Élevé G**
CAE SSD — PV coût élevé (MAX)	239	239	239	467	467	467	847	847	847
CAE SSD — PV coût bas (MIN)	**200**	**200**	**200**	**363**	**363**	**363**	**637**	**637**	**637**

Note : le CAE des SSD est indépendant de la taille de l'agglomération (P/M/G), le système étant domestique.

Extension du réseau — CAE (USD/raccordement/an)

Scénario	**Base P**	**Base M**	**Base G**	**Moy. P**	**Moy. M**	**Moy. G**	**Élevé P**	**Élevé M**	**Élevé G**
CAE ext. réseau — GEN + DIST élevé (MAX)	623	461	374	719	559	474	886	725	639
CAE ext. réseau — GEN + DIST bas (MIN)	**527**	**380**	**299**	**576**	**432**	**353**	**669**	**523**	**444**

Technologie — CAE (USD/racc.-an)	**Base P**	**Base M**	**Base G**	**Moy. P**	**Moy. M**	**Moy. G**
Mini-réseau (GEN+DIST)	475	337	259	560	424	348
SSD — coût élevé	239	239	239	467	467	467
SSD — coût bas	200	200	200	363	363	363
Ext. réseau — maximum	623	461	374	719	559	474
Ext. réseau — minimum	527	380	299	576	432	353

Principaux résultats de l'analyse comparative : (1) les SSD constituent l'option au CAE le plus faible dans tous les scénarios de demande de base et intermédiaire ; (2) les mini-réseaux ne deviennent compétitifs que dans les agglomérations denses et de grande taille avec une demande élevée ; (3) l'extension du réseau demeure l'option la moins coûteuse en deçà de 2 km.

Matrice d'applicabilité par technologie

Condition du territoire	SSD applicables	Extension du réseau appropriée	Mini-réseau viable
Distance au réseau	> 2 km (dispersé, isolé)	< 2 km d'une ligne existante	> 2 km + densité élevée
Densité de population	< 300 hab./km² (rural dispersé)	600–4 000 hab./km² à proximité du réseau	> 600 hab./km² éloignés du réseau
Consommation projetée	< 300 kWh/an (paliers 1–2)	Tout niveau si distance < 2 km	> 300 kWh/an (paliers 2–3+)
Taille de l'agglomération	< 300 ménages	Toute taille à proximité du réseau	1 500–10 000 usagers
Demande d'ancrage	Non nécessaire	Favorise l'extension du réseau	Nécessaire à la viabilité
CAE indicatif	**200–467 USD/raccordement/an**	**299–623 USD/raccordement/an**	**259–710 USD/raccordement/an**

Interprétation du CAE : (1) les SSD sont compétitifs pour une demande de base (paliers 1-2) en zones dispersées ; (2) les mini-réseaux exigent densité, taille et demande d'ancrage ; (3) l'extension du réseau prévaut à proximité de l'infrastructure existante.

Solutions d'électrification

Conditions d'applicabilité — Mini-réseaux

- Taille minimale : de 1 500 à 10 000 usagers (mini-réseaux de taille moyenne). En deçà de ce seuil, les coûts fixes sont insoutenables sans subvention permanente.
- Densité de population supérieure à 600 habitants/km² (résidentiel urbain moyen et dense).
- Consommation individuelle supérieure à 300 kWh/an par client résidentiel (palier 2 au minimum).
- Distance au réseau existant supérieure à 2 km. En deçà de ce seuil, l'extension du réseau conventionnel est moins coûteuse.

- Demande d'ancrage : la présence de clients industriels ou commerciaux soutenant le taux d'utilisation des actifs.
- Capacité de l'opérateur : la gestion commerciale, le recouvrement tarifaire et la maintenance exigent une structure qualifiée.

Conditions d'applicabilité — SSD

- Zones rurales dispersées de moins de 300 habitants/km² et consommation attendue inférieure à 300 kWh/an.
- Ménages isolés à plus de 5-10 km de toute infrastructure de réseau ou de mini-réseau viable.
- Demande de base paliers 1-2 : éclairage, recharge de téléphones portables, petits ventilateurs.
- Contextes où la rapidité de déploiement prime sur le niveau de service fourni.
- Ils exigent des mécanismes de financement accessibles (PAYG — paiement à l'usage) ou une subvention directe, le coût initial des équipements constituant la principale barrière.

Seuils de décision — Extension du réseau vs. solutions décentralisées

L'analyse des coûts établit un cadre de décision comportant un seuil principal clair : la distance au réseau existant.

Variable	**Extension du réseau**	**Mini-réseau (> 2 km du réseau)**
Distance au réseau	< 2 km du réseau existant	> 2 km du réseau existant
Densité de population	> 600 habitants/km² (toute densité urbaine ou semi-urbaine)	> 600 habitants/km² — exigence minimale de viabilité du mini-réseau
Consommation projetée	Tout niveau de demande	> 300 kWh/ménage/an (palier 2 au minimum)
Taille de l'agglomération	Toute taille lorsque la distance le justifie	1 500–10 000 usagers
Demande d'ancrage	Non déterminante pour la décision	Nécessaire à la viabilité financière de l'opérateur
CAE indicatif (min.)	299–527 USD/racc.-an	259–710 USD/racc.-an

Pour les zones situées à plus de 2 km et dont la densité ou la demande est insuffisante pour un mini-réseau, les SSD constituent la solution appropriée.

Dans le contexte haïtien, l'extension du réseau est compétitive lorsque la distance est inférieure à 2 km.

Seuil d'accessibilité financière pour les usagers

- Paiement minimal estimé : 10 à 15 USD/mois/raccordement — couvrant les seuls coûts d'exploitation et de maintenance, sans recouvrement du CAPEX.
- Ce seuil peut être abaissé lorsqu'une demande d'ancrage permet de subventionner de manière croisée la distribution.
- La viabilité financière dépend de la gestion commerciale, du recouvrement tarifaire et de mécanismes de financement accessibles.
- Les SSD sous un modèle PAYG peuvent abaisser la barrière à l'entrée, mais augmentent le coût total pour l'usager.

Estimation des solutions d'électrification par mini-réseaux et SSD, et sélection technologique

Investissement total estimé par technologie

L'estimation consolide le CAPEX de production, de stockage, de distribution et de raccordement.

Composante	Ménages cibles	Unités	Investissement total	Observations
Mini-réseaux (GEN + DIST)	~100 000	~50 mini-réseaux de taille moyenne	**~250 M USD**	2 000 raccordements par mini-réseau
SSD — Systèmes autonomes	~227 000	50 % du potentiel rural	**~363 M USD**	Comprend le BESS domestique et le câblage
TOTAL PROGRAMME	**~327 000**	**—**	**~613 M USD**	**Mini-réseaux + SSD combinés**

Flux d'investissement annuel — horizon de 7 ans

En supposant un horizon de mise en œuvre de 7 ans avec un rythme de déploiement constant, le plan implique les flux annuels suivants :

Composante	Investissement total	Période	Flux annuel	Raccordements/an
Mini-réseaux	250 M USD	7 ans	**~35 M USD/an**	~14 000 racc./an
SSD	363 M USD	7 ans	**> 50 M USD/an**	~32 000 racc./an
TOTAL ANNUEL	**613 M USD**	**7 ans**	**~85 M USD/an**	**~46 000 racc./an**

À titre de référence : mobiliser environ 85 M USD/an exige la coordination de multiples sources de financement.

Calendrier de mise en œuvre proposé — 7 ans

La séquence recommandée privilégie la préparation institutionnelle au cours des premières années.

Activité	Année 1	Années 2–3	Années 4–5	Années 6–7	Responsable
Cadre réglementaire et concessions	Conception	Ajustement opérationnel	—	—	MTPTC / MEF
Projets de démonstration de mini-réseaux (~5)	—	Installation	Évaluation	—	PPI + Gouvernement
Déploiement massif de SSD	—	Lancement du déploiement PAYG	Pleine échelle	Consolidation	Opérateurs privés
Montée en échelle des mini-réseaux (~45)	—	—	Appels d'offres	Construction	PPI + EDH
Extension du réseau (< 2 km)	Cartographie	Démarrage	Montée en échelle	Poursuite	EDH / MTPTC
Suivi et évaluation (S&E)	Système de S&E	Revue	Revue	Évaluation finale	MTPTC / Partenaires financiers

Le calendrier suppose un flux d'investissement constant. En pratique, les années 1 et 2 concentreront l'effort institutionnel avec une exécution financière moindre ; les années 3 à 6 représenteront 70 à 75 % de l'investissement physique. La séquence suppose des conditions de sécurité et de gouvernance permettant un déploiement sur le terrain — hypothèse critique compte tenu de la situation en Haïti.

Modèle de gestion

Pour la gestion des mini-réseaux et des SSD sous un modèle PAYG, il est recommandé d'intégrer les mini-réseaux dans un modèle de gestion décentralisée fondé sur de grandes concessions régionales cohérentes avec l'organisation territoriale exposée dans le présent rapport, permettant de traiter de manière différenciée les besoins et les caractéristiques de chaque partie du pays. Selon ce schéma, le territoire national est divisé en zones d'exploitation définies à partir des infrastructures électriques existantes et des objectifs d'électrification établis. Chaque zone est concédée à un opérateur, qui assume la responsabilité d'atteindre les objectifs de couverture, de qualité de service et de fiabilité dans la zone attribuée. Ce modèle de gestion a également été présenté comme l'une des options du rapport 2024 de la Banque mondiale.

Cette approche — semblable à celle mise en œuvre avec succès dans des dispositifs tels qu'IDTR III en Bolivie — confère au concessionnaire une souplesse technologique, lui permettant de retenir la solution au moindre coût tout en respectant les normes exigées par le régulateur. Cela permet de combiner différentes alternatives, telles que la réhabilitation et l'extension du réseau, des mini-réseaux isolés, des mini-réseaux raccordables au réseau, des réseaux maillés ou des systèmes autonomes individuels, selon la géographie, la densité de population et la disponibilité des infrastructures.

Cette approche offre des bénéfices stratégiques pour une électrification durable en Haïti :

Adaptation territoriale : elle permet de concevoir des solutions spécifiques aux différents niveaux d'isolement, de dispersion de la population et de qualité du réseau existant dans chaque sous-région.

Amélioration de la gestion et de la gouvernance : disposer d'opérateurs locaux affectés à une zone bien délimitée facilite la supervision, la planification et la prise de décision fondée sur des résultats concrets.

Promotion de l'investissement privé et viabilité financière : le dispositif encourage la participation d'opérateurs privés au moyen d'incitations claires et de règles stables.

Définition transparente des subventions et des tarifs : il permet d'établir des mécanismes de subvention explicites, appliqués à l'investissement, à l'exploitation ou au tarif final, garantissant un signal économique correct pour les usagers et un recouvrement des coûts cohérent avec les réalités sous-régionales.

Fiabilité accrue et réduction des pertes : concentrer l'exploitation sur des zones définies facilite une gestion plus efficiente des pertes techniques et commerciales, l'une des principales contraintes structurelles du système haïtien.

Évolutivité et réplicabilité : le modèle permet de progresser par phases et d'étendre progressivement à de nouvelles sous-régions, réduisant les risques financiers et de mise en œuvre.

Alignement sur la transition énergétique : en permettant le recours aux technologies renouvelables dans des zones hors de portée du réseau national, il réduit l'usage du gazole.

Pour en assurer le succès, les orientations suivantes sont proposées :

- Définir clairement les zones de concession, en prenant pour référence les infrastructures électriques actuelles.
- Établir des normes minimales de service, incluant la continuité de la fourniture et les délais de réponse aux incidents.
- Appliquer un dispositif d'appel d'offres concurrentiel, défini par des tarifs maximaux à l'usager et des subventions.
- Prévoir un cadre réglementaire robuste garantissant la transparence, la stabilité contractuelle et la sécurité juridique.
- Permettre aux mini-réseaux isolés d'évoluer vers une future interconnexion avec le réseau national.

Coexistence avec les mini-réseaux et solutions d'électrification existants

Un aspect critique pour faire progresser une électrification durable en Haïti réside dans la réhabilitation et l'intégration des infrastructures existantes.

Conclusions

1	**Demande calibrée sur les besoins actuels (paliers 2-3) : les scénarios modélisés reflètent les usages existants et non des projections de croissance.**
2	La distribution domine le coût : 60 à 75 % du LCOE total résulte de la nécessité de développer le réseau de distribution.
3	Les SSD constituent la principale solution pour atteindre un accès rural de masse : pour 454 912 ménages dispersés, ils présentent le CAE le plus faible.
4	Les mini-réseaux constituent une niche spécifique d'électrification et non une solution de masse : viables uniquement dans les agglomérations denses et de taille suffisante.
5	L'extension du réseau est l'option la plus efficiente à faible distance du réseau existant (moins de 2 km).
6	Investissement requis à l'échelle nationale : environ 613 M USD sur 7 ans (environ 85 M USD/an) pour desservir 327 000 ménages.

Haiti Electrification Plan

Electricity Network Expansion and Reinforcement Plan

Final Version

Medardo Cadena
Consultant

Inter-American Development Bank, IDB

August 2026

Table of Contents

List of tables 4
List of Figures 6
Abbreviations and Acronyms 7
1. Prologue 8
2. Haiti's energy context 12
2.1. Port-au-Prince Network (PAP) – (RN0) 13
2.1.1. Main Transmission Corridor 115 kV – Péligre–Port-au-Prince 14
2.1.2. Metropolitan Transmission Network – Port-au-Prince (69 kV) 17
2.1.3. Metropolitan Transmission Network - 69 kV Substations 19
2.1.4. 69 kV Metropolitan Transmission Network - Transmission lines. 24
2.2. Northeast Region Network (RN1) 29
2.3. Isolated Regional Systems 32
2.3.1. Regional Network 2 – Southern Region and Nippes (RN2) 33
2.3.2. Regional Network 3 – Northwest Region (RN3) 35
2.3.3. Regional Network 4 – Southeast Region (RN4) 37
2.3.4. Regional Network 5 – Grand'Anse (Jérémie–Roseaux) Southwest Region (RN5) 40
2.3.5. Regional Electricity Networks – Summary 42
3. Previous studies and existing expansion plans 43
3.1. ITT/Comillas University Study 43
3.2. Proposal from the Ministry of Public Works, Transport and Communications (MTPTC) of Haiti 46
3.3. ANARSE Proposal 50
4. Plan for Strengthening Haiti's Power Transmission and Regional Power Networks 51
4.1. Reinforcement Plan for the 115 kV Péligre–Port-au-Prince Transmission Corridor 52
4.1.1. Complementary Interventions 52
4.2. Reinforcement plan for 115 kV substations 54
4.3. Reinforcement Plan for 69 kV Substations 59
4.3.1. Technical justification 62
4.3.2. Summary Metropolitan 69 kV Substation Reinforcement Plan 76

4.4. Reinforcement plan for 69 kV Transmission Lines - Port-au-Prince Metropolitan Grid 77
4.5. Reinforcement plan for the Northeast Network (RN1) 83
4.5.1. Technical Actions by Component 83
4.5.2. Implementation Schedule 2027–2037 89
4.5.3. Estimated Reduction in Technical and Non-Technical Energy Losses .. 92
4.5.4. Closing remarks 93
4.6. Reinforcement plan for the Isolated Regional Systems 94
4.6.1. Regional Network 2 (RN2) – Reinforcement Plan 94
4.6.2. Regional Network 3 (RN3) - Reinforcement Plan 101
4.6.3. Regional Network 4 (RN4) - Reinforcement Plan 108
4.6.4. Regional Network 5 (RN5) - Reinforcement Plan 113
4.6.5. Implementation Schedule RN1 - RN5 (2027 – 2037) 118
4.7. Summary of the intervention in the Haitian Transmission Network 120
5. Grid Capacity Assessment 122
6. Conclusions 127
REFERENCES 132
ANNEX 01 135
ANNEX 02 147
ANNEX 03 149

List of tables

Table 1 Substations associated with the 115 kV Regional Network (Haiti, 2025) .. 17
Table 2 Substations of the Metropolitan Transmission Network – Port-au-Prince (69 kV) 18
Table 3 Metropolitan 69 kV Transmission Network (Reference Configuration) 25
Table 4 Summary of 69 kV Transmission Lines: Technical Characteristics and Recommended Actions 28
Table 5 Main Technical Characteristics of Haiti's Regional Power Networks (RN1–RN5) (Haiti, 2025)..... 42
Table 6 MTPTC, Generation, Storage, and Transmission Investments by Regional Network 49
Table 7 115 kV Line Reliability Reinforcement Program (Péligre–Delmas)..... 53
Table 8 Péligre Substation (54 MVA – 115/69 kV) - Targeted Rehabilitation Plan ... 55
Table 9 DELMAS Substation (115/23 kV) – Targeted Rehabilitation Plan 58
Table 10 Summary Table – 115 kV Substation Rehabilitation Program..... 59
Table 11 69 kV Substations Rehabilitation Plan – Port-au-Prince Metropolitan Grid61
Table 12 Tabarre Substation Rehabilitation Plan..... 62
Table 13 Delmas Substation Rehabilitation Plan 64
Table 14 Verreaux Substation Rehabilitation Plan 65
Table 15 Croix-des-Bouquets Substation Rehabilitation Plan 67
Table 16 Croix-des-Missions Substation Rehabilitation Plan..... 68
Table 17 Carrefour-Feuilles Substation Rehabilitation Plan 69
Table 18 Canapé-Vert Substation Rehabilitation Plan..... 71
Table 19 Toussaint Brave Substation Rehabilitation Plan 72
Table 20 Martissant Substation Rehabilitation Plan..... 73
Table 21 Rivière-Froide Substation Rehabilitation Plan..... 75
Table 22 Metropolitan 69 kV Substations – Reinforcement Summary..... 76
Table 23 69 kV Metropolitan Network – Detailed Line Investment Plan 80
Table 24 Key Performance Indicators – Metropolitan 69 kV Network Reinforcement (2024–2037) 81
Table 25 69 kV Metropolitan Network – Implementation Roadmap 82
Table 26 investment program for the Northeast Regional Network (RN1) 88
Table 27 RN1 Reinforcement plan - Implementation Schedule 2027–2037 92
Table 28 RN2 Reinforcement Plan – Estimated budget 97
Table 29 Regional Network 2 (RN2) - Summary of Key Performance Indicators (KPIs) 98
Table 30 RN3 Reinforcement Plan – Estimated budget 102

Table 31 Regional Network 3 (RN3) - Summary of Key Performance Indicators (KPIs) 103
Table 32 Budget Additional Structural Reinforcent - RN3 107
Table 33 RN4 Reinforcement Plan - Estimated budget 111
Table 34 Regional Network 4 (RN4)- Summary of Key Performance Indicators (KPIs) 112
Table 35 RN5 Reinforcement Plan - Estimated budget 116
Table 36 Regional Network 5 (RN5) - Summary of Key Performance Indicators (KPIs) 117
Table 37 Implementation Phases – Regional Transmission and Distribution Systems (Regions 1–5) 118
Table 38 Summary of the intervention in the Haitian Networks 120
Table 39 Summary of the intervention in the Haitian Networks – Phase I 121
Table 40 Summary of the intervention in the Haitian Networks – Phase II 121
Table 41 Demand-Driven Investment Triggers and Expansion Packages by Regional Network 121
Table 39 Capacity margin assessment: planned reinforcements 123

List of Figures

Figure 1Geographic map of regional networks and minigrids of Haiti, EdH 12
Figure 2 115-kV L/T from Peligre to Nouveau Delmas S/S, IDB 16
Figure 3 Northeast Region Network (RN1)..... 31
Figure 4 Geographic map of regional networks and minigrids, MTPTC..... 33
Figure 5 Regional Network 2 – Southern Region and Nippes (RN2)..... 35
Figure 6 Regional Network 3 – Northwest Region (RN3) 37
Figure 7 Regional Network 4 – Southeast Region (RN4) 40
Figure 8 Regional Network 5 – Grand'Anse (Jérémie–Roseaux) Southwest Region (RN5) 42
Figure 9 Illustrates the design of the transmission lines in region 1, MTPTC 48
Figure 10 Illustrates the design of the transmission lines in region 2 MTPTC..... 49
Figure 11 Reinforcement plan for the Northeast Network (RN1)..... 85
Figure 12 Regional Network 2 (RN2) – Reinforcement Plan 96
Figure 13 Regional Network 3 (RN3) - Reinforcement Plan.....101
Figure 14 RN3 Complementary Structural Reinforcement.....105
Figure 15 Regional Network 4 (RN4) - Reinforcement Plan.....109
Figure 16 Regional Network 5 (RN5) - Reinforcement Plan.....114

Abbreviations and Acronyms

AC	Alternating Current
AFD	Agence Française de Développement (French Development Agency)
ANARSE	Autorité Nationale de Régulation du Secteur de l'Énergie (Haiti)
BESS	Battery Energy Storage System
BID / IDB	Inter-American Development Bank
BT	Basse Tension (Low Voltage)
CAPEX	Capital Expenditure
DC	Direct Current
DR	Dominican Republic
Ed'H	Électricité d'Haïti
EIRR	Economic Internal Rate of Return
EP	Electrification Program
GIS	Gas-Insulated Switchgear
GIZ	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (German Cooperation Agency)
GWh	Gigawatt-hour
HV	High Voltage
ICDF	International Cooperation and Development Fund (Taiwan)
IED	Intelligent Electronic Device
IPP	Independent Power Producer
kV	Kilovolt
kVA	Kilovolt-ampere
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt-hour
LV	Low Voltage
MCC	Motor Control Center
MEF	Ministère de l'Économie et des Finances (Ministry of Economy and Finance, Haiti)
MVA	Megavolt-ampere
MW	Megawatt
MT	Medium Voltage (Moyenne Tension)
MTPTC	Ministère des Travaux Publics, Transports et Communications (Haiti)

NGO	Non-Governmental Organization
O&M	Operation and Maintenance
OLTC	On-Load Tap Changer
OPEX	Operational Expenditure
PCC	Point of Common Coupling
PPA	Power Purchase Agreement
P_{max}	Peak Demand
PV	Photovoltaic
RN1–RN5	Regional Networks 1 to 5
ROW	Right-of-Way
RTU	Remote Terminal Unit
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SDG 7	Sustainable Development Goal 7 (Affordable and Clean Energy)
SE4ALL	Sustainable Energy for All
STG	Sub-Transmission Grid
SWER	Single Wire Earth Return (distribution configuration)
T&D	Transmission and Distribution
TL	Transmission Line
ToR	Terms of Reference
UNDP	United Nations Development Programme
USAID	United States Agency for International Development
VRE	Variable Renewable Energy
WB	World Bank
WACC	Weighted Average Cost of Capital
WTP	Willingness to Pay

1. Prologue

Reliable and affordable electricity is a fundamental prerequisite for economic development, social inclusion, and institutional stability. In Haiti, however, the electricity sector has faced persistent structural challenges over several decades, resulting in limited-service availability, high system losses, and restricted electricity access in many regions of the country.

Expanding and modernizing the national power system is therefore not only a technical priority but also a central pillar of Haiti's broader strategy for economic recovery, territorial development, and improved living conditions for its population.

This report presents a consolidated technical and economic assessment of the investments required to strengthen Haiti's national electricity system, encompassing the 115 kV transmission backbone, the 69 kV metropolitan network, and the regional electricity systems (RN1–RN5). The objective of the analysis is to support improvements in system reliability, facilitate the expansion of electricity access, and contribute to the implementation of Haiti's National Electrification Plan and the regulatory framework under the guidance of ANARSE and MTPTC.

The assessment confirms that Haiti's transmission and sub-transmission infrastructure faces significant structural challenges resulting from decades of underinvestment, exposure to severe climatic conditions, aging equipment, and rapidly growing electricity demand in both metropolitan and regional areas. To address these limitations, a coordinated set of technical interventions has been identified based on engineering diagnostics, demand projections associated with the potential integration of 817,512 new electricity users, and internationally recognized planning and operational standards.

Reinforcement of the 115 kV Péligre–Port-au-Prince Corridor

Although the Péligre–Port-au-Prince transmission corridor benefited from a major rehabilitation in 2019 under the IDB-financed Rehabilitation of the Péligre Transmission Line Project, new operational pressures driven by rising metropolitan demand, the modernization of the 69 kV network, and the progressive integration of distributed generation require complementary reinforcements during the planning horizon.

The recommended actions focus on enhancing operational security, modernizing protection and telecommunication systems, and strengthening climate resilience in critical sections of the corridor. These measures will ensure that the line continues to function as Haiti's primary transmission backbone and the main evacuation path for generation from the Péligre hydropower plant, which remains the largest renewable generation facility in the country.

Modernization of the 69 kV Metropolitan System

The 69 kV metropolitan grid supplies the largest concentration of electricity demand in Haiti and represents the most critical operational interface between the national transmission system and the distribution networks serving the capital.

The network currently presents several structural vulnerabilities, including overloaded transformers, obsolete switchgear, limited SCADA coverage, and high exposure to corrosion and flooding.

The proposed modernization program focuses on the rehabilitation of ten key substations: Tabarre, Delmas, Varreux, Carrefour-Feuilles, Croix-des-Bouquets, Pétion-Ville, Canapé-

Vert, Martissant, Thomassin, and Rivière-Froide. Planned investments include transformer replacement, modernization of protection and control systems, structural reinforcement of electrical equipment, and integration of these facilities into the national SCADA architecture.

These interventions are expected to reduce technical losses by more than 9 GWh per year, increase system availability to above 90%, and restore operational resilience within the Port-au-Prince electricity system.

Reinforcement and Expansion of Regional Electricity Networks (RN1–RN5)

Beyond the metropolitan system, Haiti's electricity sector relies on several regional electricity networks serving the northern, northeastern, southern, northwestern, southeastern, and southwestern regions of the country. These networks require targeted reinforcement to support the electrification program aimed at integrating communities located within 2000 meters of the existing electricity infrastructure.

Load projections indicate the need to accommodate approximately 170 MW of additional peak demand, requiring the installation of about 189 MVA of new transformation capacity, as well as the expansion and strengthening of medium-voltage distribution circuits and rural electrification infrastructure.

The reinforcement strategy considers the specific characteristics of each regional network. In most cases, investments focus on strengthening existing 23 kV and 69 kV systems, modernizing substations, and expanding distribution infrastructure. In the Northeast corridor (RN1), however, the plan also contemplates the progressive development of a 115 kV backbone, reflecting the region's economic growth potential and its proximity to the Dominican electricity system, which could enable future cross-border interconnection opportunities.

Following the proposed reinforcements, all regional grids achieve adequate post-expansion capacity margins, enabling the reliable integration of new users while supporting the gradual deployment of distributed renewable generation, hybrid mini-grids, and modern grid-management technologies.

Institutional and Strategic Perspective

The combined reinforcement of the 115 kV transmission backbone, the 69 kV metropolitan system, and the regional electricity networks (RN1–RN5) forms a coherent national strategy aimed at strengthening system reliability, reducing technical losses, and expanding electricity access across the country.

This integrated investment program provides:

A technically robust pathway for the expansion and modernization of the national electricity system, a framework for coordinating the investment portfolios of international development

partners, and a foundation for strengthening regulatory, planning, and operational capacities.

Ultimately, this document seeks to support high-level policy and investment decisions, facilitate coordination among government institutions and development partners, and ensure that available financial resources are directed toward investments capable of generating the greatest systemic impact on Haiti's electricity sector and the country's long-term development prospects.

2. Haiti's energy context

Haiti has one of the most underdeveloped electricity systems in Latin America and the Caribbean. More than 85 percent of the country's power generation relies on imported fossil fuels, primarily diesel and heavy fuel oil. This dependence makes the electricity sector highly vulnerable to international fuel price volatility and contributes to some of the highest electricity generation costs in the region.

The operational installed generation capacity available in the country is estimated at approximately 130 MW, which is significantly below the national peak demand estimated at up to 800 MW. This large gap between available supply and electricity demand results in persistent and severe electricity rationing across most sectors of the economy (MTPTC, 2024).

Haiti's electricity system is characterized by a highly fragmented structure, composed of a metropolitan network centered in Port-au-Prince (PAP) and several isolated regional systems distributed across the country. The current understanding of the system's configuration is based on studies conducted by international organizations such as the World Bank, the National Renewable Energy Laboratory (NREL), the Inter-American Development Bank (IDB), and various technical cooperation programs.

Figure 3 illustrates the geographic distribution of Haiti's regional electricity networks and mini-grid systems.

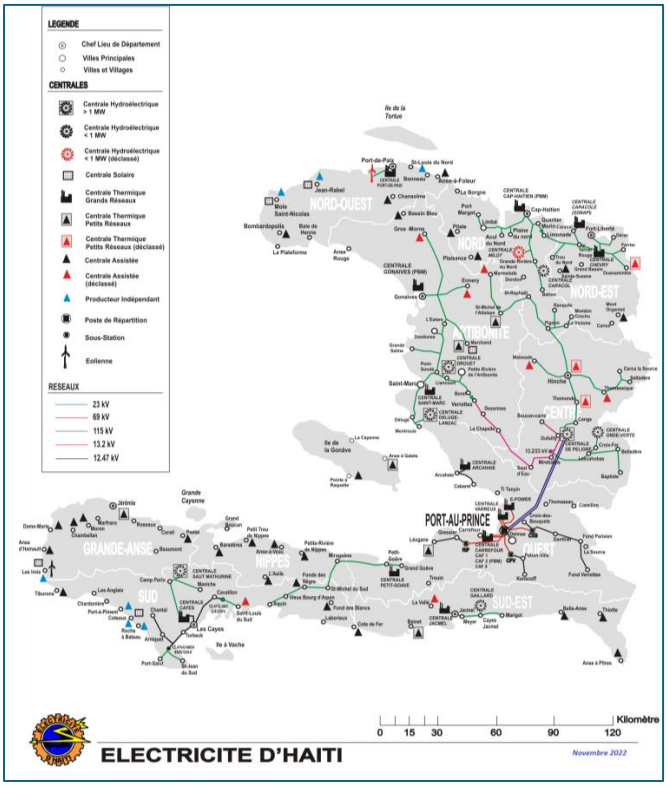


Figure 1Geographic map of regional networks and minigrids of Haiti, EdH

Haiti does not currently operate a nationally interconnected transmission system. Instead, each regional network operates largely in isolation, which significantly limits the ability to share generation resources, provide mutual backup support, or improve overall system reliability.

The transmission network itself has limited geographic coverage, and for analytical purposes the electricity system can be divided into two main subsystems:

(1) the Port-au-Prince metropolitan system, supplied through the 115 kV Péligre–Port-au-Prince transmission corridor and associated 69 kV substations, and

(2) the isolated regional electricity systems that supply provincial cities and rural areas.

Electricité d'Haïti's generation fleet serving the metropolitan system includes several large thermal power plants: Carrefour 1, Carrefour 2, Carrefour 3, E-Power, and Varreux, as well as the Péligre Hydroelectric Plant, the country's largest renewable energy facility. These plants supply electricity to the Port-au-Prince metropolitan area, the Central Department, and parts of Artibonite.

In addition, smaller thermal and hydroelectric generation units provide electricity to several provincial systems.

The available generation capacity in the Port-au-Prince metropolitan area is estimated at approximately 130 MW, while provincial cities together have access to roughly 34 MW of available generation capacity. Despite significant unmet electricity demand, the national electricity access rate remains below 30 percent.

Low electricity access, combined with widespread service interruptions and limited metering coverage, results in very low levels of cost recovery through tariffs, billing, and collection, posing major financial challenges for Electricité d'Haïti (EdH) and limiting the sector's capacity to finance system expansion and modernization.

2.1. Port-au-Prince Network (PAP) – (RN0)

The grid supplying Port-au-Prince (PAP) is organized around two fundamental axes: the Péligre–Port-au-Prince Corridor (115 kV) and the 69 kV transmission system.

The main 115 kV corridor connects the Péligre hydroelectric plant to Port-au-Prince (PAP). This corridor feeds a 69 kV ring (approximately 52 km) with ten substations.

These substations transmit power primarily to the Port-au-Prince metropolitan area via 12.47 kV medium-voltage lines, many of which were upgraded in the early 1980s. The uncontrolled development of informal settlements during this period led to uncontrolled expansion of the medium-voltage network into the outskirts of major cities.

2.1.1. Main Transmission Corridor 115 kV – Péligre–Port-au-Prince

The 115 kV transmission corridor is the only high-voltage trunk line currently operating in Haiti and represents the backbone of the national electrical system. It was originally designed to interconnect the Péligre Hydroelectric Plant, the country's main source of power generation, with the metropolitan load center of Port-au-Prince, enabling the large-scale transmission of hydroelectric energy to the capital.

The Central-West-Artibonite Regional Network consists of a 115 kV transmission line that partially connects the Central and Western regions, linking the Péligre Hydroelectric Plant with the Port-au-Prince metropolitan area. This infrastructure constitutes the main interconnection axis between the inland hydroelectric basins and the country's coastal urban centers.

Currently, this regional network acts as the backbone of the electrical system in the central part of the country, and its reinforcement has improved voltage stability and significantly reduced transmission losses. Its unavailability, as occurred in 2024 and 2025 due to social unrest, causes widespread blackouts in the capital.

The Péligre–Port-au-Prince transmission line plays a strategic role in the Haitian electrical system because:

1. It transports power generated by the Péligre plant (54 MW) and, in the future, by other thermal or renewable energy sources to the capital.
2. It feeds the 69 kV metropolitan ring, which in turn distributes power through ten main substations (Delmas, Carrefour, Tabarre, Pétion-Ville, Croix-des-Bouquets, among others).
3. It not only supplies the urban demand of Port-au-Prince, which represents approximately 60% of the national electricity load, but also forms the backbone for the future integration of regional grids in the north and south of the country.
4. It serves as a national transmission reference level and a basis for a potential connection with the Dominican Republic.

The 115 kV transmission line underwent a major rehabilitation program in recent years under the “Rehabilitation of the Peligre Transmission Line” project, financed by the Inter-American Development Bank (IDB).

The general objective of the project was to improve the performance of the Peligre T/L and provide reliable supply and secure power. The specific objectives of the Program were: (i) to rehabilitate the capacity of the 115-kV transmission line from Peligre to Tabarre/Nouveau Delmas; (ii) to reduce transmission losses and power outages; and (iii) to minimize environmental and social impacts. The project was formally accepted by EDH on October 22nd, 2019.

The rehabilitation of the Péligre–Port-au-Prince 115 kV transmission corridor represents one of the most critical modernization efforts undertaken in Haiti's electricity sector over the past decade. The project Rehabilitation of Péligre Transmission Line, financed by the Haiti Reconstruction Fund (HRF) and executed by the Inter-American Development Bank (IDB), had the overarching objective of restoring the operational capacity, reliability, and security of the national high-voltage backbone linking the Péligre Hydropower Plant with the metropolitan load center of Port-au-Prince.

The project included "investment to rehabilitate and improve the capacity of the transmission line as follows: (i) above-ground rehabilitation of the capacity of the transmission line (115-kV) from the PHP to the area of tower 152 east of Rivière Grise, with the replacement of aerial conductors, isolators and fittings and replacement of the ground wire for improved communications capacity; and (ii) construction of an underground transmission line, covering a distance of 10-km approximately, from the area of tower 152 to Nouveau Delmas, through the new Tabarre S/S. Specifically, the Peligre transmission line consists in the rehabilitation of two circuits (above ground and underground) with a transfer capacity of 160 MVA for both circuits operating together, thereby allowing up to 80 MW of generation capacity to be transmitted in the event that one of the circuits breaks down or is not operational (n-1 reliability requirement as demanded by EDH)" (IDB, "HA-L1100 and HA-G1030" -PCR)

According to the official project completion update (HRF–IDB, April 2021), the program successfully achieved its specific goals:

- Rehabilitating 42 km of overhead line and 9.6 km of underground cable between Péligre and Tabarre/Delmas.
- Increasing the maximum transmission capacity from 80 MVA to 160 MVA.
- Reducing technical losses from 4% to 3% and eliminating forced outages along the corridor during the evaluation period.
- Completing extensive environmental and social measures, including a resettlement program aligned with international safeguards.

The intervention restored the functional integrity of the only high-voltage path capable of evacuating firm hydropower from Péligre while supporting the stability of the metropolitan system. Although the hydropower plant itself has not yet reached full operational capacity—due to technical anomalies in two generating units—the corridor is physically capable of operating at nominal capacity and is fully integrated into the national system, pending the finalization of O&M protocols by Électricité d'Haïti (Ed'H).

This rehabilitation effort constitutes the foundation upon which the broader Transmission Expansion Plan is being developed. The upgraded corridor now provides the minimum secure transfer capability required to:

- Support projected load growth in the Port-au-Prince metro area;
- Enable the planned reinforcement of the 69 kV metropolitan ring;

- Allow future interconnections for decentralized generation, mini-grids, and renewable projects; and
- Improve resilience against extreme weather events.

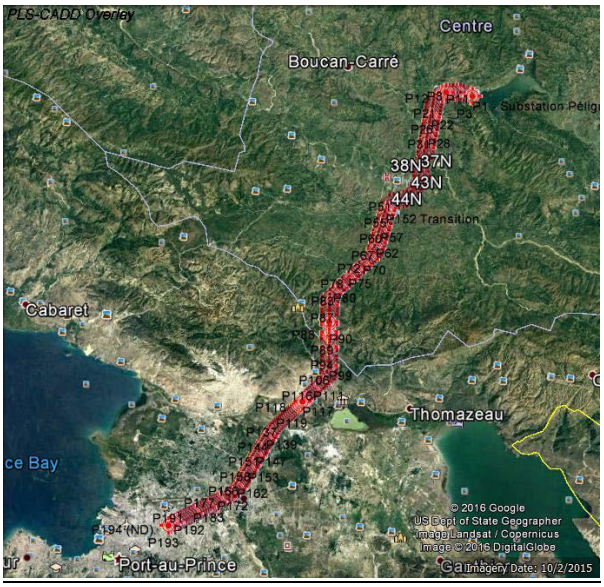


Figure 2 115-kV L/T from Peligre to Nouveau Delmas S/S, IDB

Main Transmission Corridor 115 kV -General Characteristics

Nominal Voltage: 115 kV (AC, three-phase, 60 Hz)

Configuration: Single-circuit overhead line with an underground section in the metropolitan area.

Total Length: Approximately 52 km, divided into:

- 42 km (approx.) overhead section between Péligre and Croix-des-Bouquets.
- 10 km (approx.) underground section within the urban area of Port-au-Prince.

Conductor Type: ACSR (Aluminum Conductor Steel Reinforced), designed to operate at 70 °C.

Structures: Lattice steel towers and reinforced concrete poles in mountainous and peri-urban areas.

Thermal Capacity: 60–80 MVA, depending on the conductor cross-section and environmental conditions.

Capacity: 160 MVA after the rehabilitation completed in 2019.

Associated Substations and Operational Capacity

The Central-West-Artibonite Regional Network is structured around a network of transmission and distribution substations that ensure the connection between the Péligre

hydroelectric generation plant, the metropolitan system, and the regional feeders of the Artibonite region.

At its eastern end, the Péligre Substation) (115/69 kV, 54 MVA acts as the main injection point into the national grid, receiving the output of the hydroelectric plant of the same name. From there, the energy is transmitted westward via the 115 kV corridor, connecting with the Mirebalais, and Delmas substations, which perform transformation, protection, and switching functions.

The Nouveau Delmas substation in Haiti (115/69 kV, 40 MVA) is a critical 115/69 kV infrastructure located in the Port-au-Prince metropolitan area, essential to the transmission network of the West Department. Acts as the main transmission and distribution node (115/69 kV) for the capital. Receives power from the Peligre hydroelectric plant via a 115 kV line. Connects to the 69/12.5 kV substations of Croix de Missions and Croix de Bouquets.

These facilities form a critical transmission chain, enabling not only the transfer of hydroelectric power but also the future integration of distributed thermal and solar generation within the interconnected system. With the rehabilitation carried out in 2023, the substations were equipped with state-of-the-art SF_6 circuit breakers, digital relays and SCADA systems, increasing operational reliability and facilitating remote monitoring of energy flow.

Table 1 Substations associated with the 115 kV Regional Network (Haiti, 2025)

No.	Substation Name	Voltage Levels (kV)	Rated Capacity (MVA)	Transformation Type	Main Equipment	Operational Status (2025)
1	Péligre	115 / 69	54	Transmission – Generation	Step-up transformers, SF_6 circuit breakers, digital relays	In operation – rehabilitated in 2023
2	Nouveau Delmas	115 / 69 / 13.2	40	Transmission – Distribution	Main transformer, disconnect switches, protection systems, and compensators	In operation – modernized in 2023

2.1.2. Metropolitan Transmission Network – Port-au-Prince (69 kV)

The 69 kV Port-au-Prince metropolitan ring constitutes the operational core of the national electricity system.

- Length: approximately 53 km.
- Substations: 10 substations, 69/13.2 kV (10–40 MVA each).
- Function: interconnects the substations that supply Delmas, Carrefour, Tabarre (Port-au-Prince District), Croix-des-Bouquets, and Pétion-Ville (all in the Western Department), distributing power from the Péligre–Port-au-Prince corridor (115 kV) and local thermal power plants to the 12.47 kV distribution network.
- Infrastructure: metal towers and concrete poles, ACSR conductors, and protection and control equipment.

- Current challenges: substation saturation, transmission line overload, and high vulnerability to weather events.

Table 2 Substations of the Metropolitan Transmission Network – Port-au-Prince (69 kV)

No.	Substation Name	Approximate Location	Capacity (MVA)	Voltage Level	Primary Technical Function
1	Tabarre	Eastern Port-au-Prince	40	115/69/13.2 kV	Connection point with the Péligre–Port-au-Prince 115 kV corridor; main supply node to the metropolitan 69 kV ring.
2	Ancien Delmas	Central urban area (industrial zone)	25	69/13.2 kV	Feeds Delmas distribution network including industrial loads and airport corridor.
3	Varreux	Port and industrial zone	40	69/13.2 kV	Supplies port facilities and thermal generation plants; strategic reserve and emergency injection node.
4	Croix-des-Bouquets	Northeastern metropolitan area	25	69/13.2 kV	Supplies peri-urban and industrial areas; supports network expansion toward the northeast corridor.
5	Croix-des-Missions	Airport and RN1 corridor	20	69/13.2 kV	Reinforces northern transmission corridor; supports airport and expanding residential loads.
6	Carrefour-Feuilles	Southern metropolitan sector	20	69/13.2 kV	Voltage support for upper city; stabilizes heavily loaded urban feeders.
7	Canapé-Vert	Central residential district	25	69/13.2 kV	Serves dense residential and commercial loads; interconnected with 13.2 kV urban circuits.
8	Toussaint Brave	Central metropolitan zone	20	69/13.2 kV	Urban distribution node supplying dense residential neighborhoods; improves system reliability.
9	Martissant	Southwestern metropolitan area	20	69/13.2 kV	Strengthens supply to Carrefour and southern urban zones; supports load balancing.
10	Rivière-Froide	Southern peri-urban area	15	69/13.2 kV	Supplies expanding residential areas; provides additional capacity to southern feeders.

The average operational status of the ten substations analyzed remains between 60% and 85%, reflecting aging infrastructure, limited automation, and high vulnerability to overloads and weather events.

The Ed'H and MTPTC modernization plan anticipates an estimated investment of US$60–70 million for structural rehabilitation, transformer replacement, SCADA system integration, and differential protection upgrades, which could increase the ring's reliability by more than 35% over the next five years.

2.1.3. Metropolitan Transmission Network - 69 kV Substations

1. **Tabarre Substation (115/69 kV – 40 MVA) – Main Node of the National System**

The Tabarre Substation represents the principal interface between the 115 kV national transmission system and the 69 kV metropolitan network of Port-au-Prince. Located in the eastern sector of the metropolitan area, the substation serves as the primary transformation and voltage regulation point for several downstream substations, including Ancien Delmas, Varreux, and Croix-des-Bouquets.

Due to its position in the network, Tabarre plays a critical operational role in transferring bulk power from the Péligre hydroelectric corridor to the metropolitan distribution system.

Main technical characteristics

- Voltage level: 115/69 kV
- Installed transformation capacity: 2 × 40 MVA power transformers (ONAN/ONAF cooling configuration)
- Busbar configuration: single busbar with sectionalization through a central circuit breaker; provision for future expansion to a double-bus configuration
- Bay configuration:
  - 1 incoming 115 kV line bay
  - 2 transformer bays
  - 3 outgoing 69 kV line bays
- Primary equipment: ABB 115/69 kV power transformers, SF_6 circuit breakers, motorized disconnectors, and metal-oxide surge arresters
- Protection systems: digital protection including distance, overcurrent, and differential relays, with communication architecture compatible with IEC-61850 standards
- Control system: local SCADA system with redundancy, connected to the EDH metropolitan control center (Delmas)
- Substation configuration: outdoor air-insulated switchyard (AIS) with reinforced perimeter fencing and stormwater drainage infrastructure
- Main network connections:
  - 115 kV: Péligre transmission corridor
  - 69 kV: Varreux, Ancien Delmas, and Croix-des-Bouquets
- Downstream supply capability: approximately 120 MVA toward the metropolitan network and adjacent urban areas

Current operational conditions:

At present, one of the 40 MVA transformers operates as the main unit, while the second unit has periodically undergone major maintenance interventions. Technical assessments have also identified aging components in the 69 kV switchgear, which are scheduled for replacement under the Metropolitan Grid Rehabilitation Project (MTPTC – ICDF Taiwan).

Planned reinforcement measures:

Future reinforcement plans include the installation of a third transformer (115/69/13.2 kV – 50 MVA) to increase transformation capacity and enhance the operational reliability of the

metropolitan transmission ring, particularly in view of continued load growth toward the northeastern corridor.

In addition, the modernization program foresees the deployment of advanced SCADA supervision and upgraded protection and communication systems, which will contribute to:

- Improving operational security of the Port-au-Prince metropolitan supply
- Increasing network monitoring and control capabilities
- Facilitating the integration of future renewable generation sources (solar and wind)
- Reducing technical losses and improving overall system reliability

2. Ancien Delmas Substation (69/13.2 kV – 25 MVA)

Located in the central urban corridor of Port-au-Prince, the Ancien Delmas substation supplies electricity to dense residential areas, commercial districts, and small industrial activities along the Delmas axis.

Nominal installed capacity: 25 MVA

- Main transformer: one 69/13.2 kV – 25 MVA power transformer (ONAN/ONAF cooling) currently in operation. Effective available capacity (2024): approximately 22–23 MVA under normal operating conditions.
- Configuration: one 69 kV incoming line connected to the metropolitan backbone and six 13.2 kV feeder positions (four in operation and two reserved for future expansion) supplying the central Delmas urban corridor and surrounding neighborhoods.
- Technical role: key urban distribution node within the metropolitan 69 kV network, providing electricity to one of the most densely populated corridors in Port-au-Prince and facilitating load transfer toward adjacent substations such as Toussaint Brave and Canapé-Vert.
- Infrastructure condition: aging installation with limited switching flexibility and partially modernized protection systems. The substation has restricted physical space for major expansion, although minor equipment upgrades are feasible.
- Operational status: operational but frequently operating close to its nominal capacity during peak demand periods due to sustained urban load growth. Reinforcement of transformer capacity and modernization of protection, monitoring, and remote-control systems are recommended to improve reliability and operational flexibility.

3. Varreux Substation (69/13.2 kV - 40 MVA)

Located in the northwestern metropolitan sector of Port-au-Prince, near the main port and industrial area, the Varreux substation supplies electricity to critical industrial facilities, port infrastructure, fuel storage installations, and surrounding residential zones.

Nominal installed capacity: 40 MVA

- Main transformer: one 69/13.2 kV – 40 MVA power transformer (ONAN/ONAF cooling) currently in operation. Effective available capacity (2024): approximately 36–38 MVA under normal operating conditions.
- Configuration: one 69 kV incoming line connected to the metropolitan backbone and four (4) or six (6) 13.2 kV outgoing feeders supplying the Varreux industrial zone, port facilities, and nearby urban districts.

- Technical role: strategic industrial supply node within the metropolitan 69 kV network, supporting energy-intensive activities such as port operations, logistics platforms, and fuel storage terminals. The substation also contributes to power transfer between the northern metropolitan backbone and the western urban areas.
- Infrastructure condition: robust but aging installation exposed to corrosive coastal environmental conditions and high operational loading. Protection and control systems are partly modernized but require further integration into the metropolitan SCADA system.
- Operational status: operational and critical for the metropolitan network, although periods of high loading occur due to industrial demand and power transfer requirements. Medium-term reinforcement of transformer capacity and modernization of monitoring, protection, and telecommunication systems are recommended to ensure long-term reliability.

4. Croix-des-Bouquets Substation (69/13.2 kV – 25 MVA)

Located in the northeastern peri-urban zone of the Port-au-Prince metropolitan area, the Croix-des-Bouquets substation supplies electricity to expanding residential districts, industrial facilities, and logistics areas along the RN1 development corridor.

Nominal installed capacity: 25 MVA

- Main transformer: one 69/13.2 kV – 25 MVA power transformer (ONAN/ONAF cooling) currently in operation. Effective available capacity (2024): approximately 22–23 MVA under normal operating conditions.
- Configuration: one 69 kV incoming line connected to the northeastern metropolitan corridor and four (4) 13.2 kV distribution feeders supplying residential neighborhoods, light industrial zones, and peri-urban commercial developments.
- Technical role: key distribution node supporting urban expansion toward the northeast of the metropolitan area, providing power to rapidly growing residential communities and industrial parks in the Croix-des-Bouquets municipality.
- Infrastructure condition: functional but relatively basic installation with limited switching flexibility and partial protection modernization. The substation lacks full digital monitoring and advanced SCADA integration.
- Operational status: operational with increasing load growth due to rapid urban development in surrounding areas. Capacity reinforcement and modernization of protection, control, and communication systems are recommended in the medium term to maintain reliability and accommodate future demand.

5. Croix-des-Missions (69/13.2 kV – 20 MVA)

Located in the northeastern metropolitan corridor of Port-au-Prince, near the intersection of the RN1 corridor and the Toussaint Louverture International Airport area, this substation supplies electricity to rapidly growing peri-urban residential zones, logistics facilities, and airport-related services.

Nominal installed capacity: 20 MVA

- Main transformer: one 69/13.2 kV – 20 MVA power transformer (ONAN/ONAF cooling) in operation. Effective available capacity (2024): approximately 18–19 MVA under normal operating conditions.
- Configuration: one 69 kV incoming line connected to the metropolitan transmission network and three (3) 13.2 kV distribution feeders supplying nearby urban and peri-urban load centers.
- Technical role: strategic node in the northeastern supply corridor, acting as an intermediate distribution point between the metropolitan backbone and the expanding residential and commercial areas toward Croix-des-Bouquets and the airport corridor.
- Infrastructure condition: basic substation configuration with limited switching flexibility. The installation has restricted operational redundancy and lacks modern digital monitoring systems.
- Operational status: currently operational but approaching its operational limits during peak demand periods due to sustained urban expansion in the surrounding area. Capacity reinforcement and modernization of protection and control systems are recommended to improve reliability and support load growth.

6. Carrefour-Feuilles Substation (69/13.2 kV – 20 MVA)

Located in the southern urban sector of Port-au-Prince, the Carrefour-Feuilles substation supplies electricity to densely populated residential districts and local commercial activities in the surrounding metropolitan neighborhoods.

Nominal installed capacity: 20 MVA

- Main transformer: one 69/13.2 kV – 20 MVA power transformer (ONAN/ONAF cooling) currently in operation. Effective available capacity (2024): approximately 18–19 MVA under normal operating conditions.
- Configuration: one 69 kV incoming line connected to the metropolitan sub-transmission network and three (3) 13.2 kV distribution feeders supplying residential areas and small commercial loads in the southern part of the city.
- Technical role: important distribution node for high-density urban neighborhoods, contributing to load balancing between the northern backbone and the southern sectors of the metropolitan system.
- Infrastructure condition: compact installation located in a densely built urban environment, with limited space for expansion and constrained operational flexibility. Protection and control systems are largely conventional and only partially integrated into SCADA.
- Operational status: operational but subject to frequent peak-hour loading and voltage fluctuations, particularly during high-demand periods. Reinforcement of transformer capacity, modernization of protection systems, and improved monitoring capabilities are recommended to enhance reliability and operational performance.

7. Canapé-Vert Substation (69/13.2 kV – 25 MVA)

Located in the central administrative district of Port-au-Prince, the Canapé-Vert substation supplies electricity to government buildings, commercial establishments, and public service facilities in the central metropolitan area.

Nominal installed capacity: 25 MVA

- Main transformer: one 69/13.2 kV – 25 MVA power transformer (ONAF cooling) currently in operation. Effective available capacity (2024): approximately 22–23 MVA under normal operating conditions.
- Configuration: one 69 kV incoming bay and four (4) 13.2 kV outgoing feeders supplying the Canapé-Vert and Pétion-Ville urban corridor.
- Technical role: important distribution node supplying administrative, commercial, and institutional areas, while supporting load transfer along the Pétion-Ville axis and the central metropolitan network.
- Infrastructure condition: oil-cooled transformer installation with aging control panels and undersized medium-voltage cabling, which limits operational flexibility.
- Operational status: currently operational but subject to frequent voltage fluctuations due to load saturation and deterioration of reactive compensation equipment. Modernization of the busbars, circuit breakers, and protection systems is recommended to improve reliability and operational performance.

8. Toussaint Brave Substation (69/13.2 kV – 20 MVA)

Located in a high-consumption residential and commercial area, this substation supplies electricity to hospitals, businesses, and institutional buildings in the upper metropolitan zone of Port-au-Prince.

Nominal installed capacity: 20 MVA

- Main transformer: one 69/13.2 kV – 20 MVA power transformer (ONAN/ONAF cooling) in main operation. Effective available capacity (2024): approximately 18–19 MVA under normal operating conditions.
- Expansion capability: the substation layout includes reserved space for the installation of a second transformer, allowing future capacity reinforcement.
- Outgoing circuits: four (4) main 13.2 kV feeders, supplying the areas of Pétion-Ville centre, Laboule, Thomassin, and Kenscoff.
- Technical role: key distribution node supplying residential, commercial, and hotel districts located in the upper metropolitan area of Port-au-Prince.
- Infrastructure condition: compact installation with limited ventilation, leading to transformers loading close to thermal limits during peak demand periods. The substation lacks modern SCADA integration and remote operational control.
- Operational status: currently operational, although recurrent thermal stress has been observed during peak hours. Transformer reinforcement and modernization of protection, control, and telecommunication systems are recommended in the short term.

9. Martissant Substation (69/13.2 kV – 20 MVA)

Located in the southwestern sector of the Port-au-Prince metropolitan network, the Martissant substation reinforces electricity supply along the southern urban corridor and supports the distribution system serving the Carrefour area and surrounding neighborhoods.

Nominal installed capacity: 20 MVA

- Main transformer: one 69/13.2 kV – 20 MVA power transformer (ONAN cooling) currently in operation. Effective available capacity (2024): approximately 18–19 MVA under normal operating conditions.
- Configuration: one 69 kV incoming bay and three (3) 13.2 kV outgoing feeders supplying the southern metropolitan districts and the Carrefour sector.
- Technical role: strategic distribution node reinforcing the southern section of the metropolitan network, contributing to load transfer and supply stability in densely populated residential areas.
- Infrastructure condition: significant deterioration of medium-voltage switchgear and circuit breakers. Protection systems require recalibration, and instrumentation for current and voltage monitoring is incomplete.
- Operational status: operational but with reduced reliability due to aging equipment and limited redundancy. Reports indicate occasional unscheduled outages and service interruptions. Modernization of switchgear, protection systems, and SCADA integration is recommended to improve operational performance.

10. Rivière-Froide Substation (69/13.2 kV – 15 MVA)

Located in a mountainous and difficult-to-access area in the southeastern periphery of Port-au-Prince, this substation supplies electricity to dispersed rural and residential communities.

Nominal installed capacity: 15 MVA

- Main transformer: one 69/13.2 kV – 15 MVA power transformer (ONAN cooling) in operation. Effective available capacity (2024): approximately 13–14 MVA under normal operating conditions.
- Configuration: one 69 kV incoming bay and two 13.2 kV outgoing feeders supplying rural distribution circuits.
- Technical role: provides electricity to communities located in the southeastern metropolitan periphery and contributes to voltage regulation at the extreme end of the 69 kV network.
- Infrastructure conditions: exposed to severe weather conditions and difficult access, which complicates maintenance activities and affects operational reliability.
- Operational status: generally stable, although long radial feeders generate high technical losses and voltage drops exceeding 10% in some sections of the distribution network. Modernization of protection systems and reinforcement of feeder infrastructure are recommended to improve reliability.

2.1.4. 69 kV Metropolitan Transmission Network - Transmission lines.

The Port-au-Prince Metropolitan Transmission Network constitutes the core of Haiti's national sub-transmission system, operating primarily at 69 kV. This network interconnects the capital city's principal load centers, industrial zones, and residential districts through a group of major metropolitan substations.

Developed progressively over several decades, the 69 kV system serves as the intermediate link between the 115 kV Péligre–Port-au-Prince transmission corridor and the 13.2 kV distribution circuits that supply urban and peri-urban consumers. Most of the infrastructure was installed between the 1970s and 1990s, using overhead lines supported by concrete or steel poles, with limited underground sections in densely populated areas of the city.

The metropolitan grid operates as a partially looped network with several radial extensions, providing limited redundancy between critical substations and allowing restricted power transfers during localized outages. However, decades of insufficient maintenance, exposure to extreme weather events, and sustained overloading have significantly reduced system reliability. As a result, several transformers, protection systems, and switchgears currently operate beyond their nominal capacity.

The main 69 kV substations forming the metropolitan network include Varreux, Delmas, Carrefour-Feuilles, Martissant, Canapé-Vert, Pétion-Ville, Thomassin, Croix-des-Bouquets, and Tabarre.

These nodes are strategically positioned to supply three principal metropolitan corridors:

- Port and industrial corridor: Varreux – Tabarre
- Urban core: Delmas – Carrefour-Feuilles – Martissant
- Residential highlands: Canapé-Vert – Pétion-Ville – Thomassin

Croix-des-Bouquets functions as the eastern gateway to the Cul-de-Sac plain and a potential interface for future regional network expansion.

Due to the limited availability of detailed single-line diagrams from Electricité d'Haïti (EDH), the configuration presented below should be interpreted as a reference topology for planning and analytical purposes. It represents a technically coherent and spatially consistent representation of the metropolitan 69 kV system, which may be further refined once official engineering data become available.

Table 3 Metropolitan 69 kV Transmission Network (Reference Configuration)

Line Name / Section	Connected Substations	Approx. Length (km)	Primary Function in the Network
Varreux – Delmas	Varreux ↔ Delmas	6	Industrial and port supply corridor; feeds commercial and residential loads in the northern zone.
Delmas – Carrefour-Feuilles	Delmas ↔ Carrefour-Feuilles	5	Connects central urban feeders; supports energy transfer toward the southern metropolitan area.
Carrefour-Feuilles – Martissant	Carrefour-Feuilles ↔ Martissant	6	Reinforces the southern corridor; enables load balancing and redundancy for the Carrefour district.
Martissant – Canapé-Vert	Martissant ↔ Canapé-Vert	5	Links coastal and hillside zones; improves reliability and loop closure on the southwestern side.
Canapé-Vert – Pétion-Ville	Canapé-Vert ↔ Pétion-Ville	4	Feeds upper-city residential and commercial customers; supplies Pétion-Ville distribution circuits.
Pétion-Ville – Thomassin	Pétion-Ville ↔ Thomassin	6	Extends the 69 kV ring to the eastern highlands; supplies mountain residential areas.
Croix-des-Bouquets – Tabarre	Croix-des-Bouquets ↔ Tabarre	6	Supports airport and industrial loads; stabilizes voltage on the northeastern corridor.

The table summarizes the 69 kV transmission lines considered within this reference configuration, indicating the substations connected, approximate lengths, and their primary function within the network.

Detailed Description of 69 kV Transmission Lines

1. Varreux – Delmas 69 kV Line

- Route & Environment: Runs west-to-southwest from the Varreux port and industrial zone toward the dense urban core of Delmas. Crosses mixed industrial and residential areas.
- Approx. Length: 6 km
- Construction Type: Overhead; concrete poles with steel lattice towers near industrial areas.
- Conductor: ACSR 120 mm², typical thermal capacity ≈ 70 MVA.
- Technical Status: Frequent conductor corrosion due to coastal humidity; limited insulation clearance in built-up areas.
- Function: Feeds the northern industrial belt and the main commercial corridor; one of the oldest lines in continuous service.

2. Delmas – Carrefour-Feuilles 69 kV Line

- Route & Environment: Extends southward through the central urban plateau toward Carrefour-Feuilles, supplying the downtown and government sector.
- Approx. Length: 5 km
- Construction Type: Predominantly underground cable sections in city center (≈ 2 km), overheads and elsewhere.
- Conductor: XLPE 69 kV cable (underground) and ACSR 95 mm² (overhead).

- Technical Status: Cable sections subject to overheating; several joints nearing end of life.
- Function: Key north–south link enabling load transfer between the northern and southern halves of the city.

3. Carrefour-Feuilles – Martissant 69 kV Line

- Route & Environment: Follows the southern slope toward Martissant, crossing steep terrain and densely populated areas.
- Approx. Length: 6 km
- Construction Type: Overhead; galvanized steel monopoles and H-frame structures.
- Conductor: ACSR 95 mm²; aged hardware with signs of mechanical fatigue.
- Technical Status: Moderate reliability; exposure to landslides and vegetation interference.
- Function: Reinforces the southern load corridor; provides redundancy for the Carrefour-Feuilles substation.

4. Martissant – Canapé-Vert 69 kV Line

- Route & Environment: Runs northeast, linking the coastal lowlands with the elevated Canapé-Vert district.
- Approx. Length: 5 km
- Construction Type: Overhead, mixed terrain; concrete poles in residential areas, steel lattice on hillside sections.
- Conductor: ACSR 120 mm²; good mechanical condition.
- Technical Status: Occasional insulator flashovers during heavy rain; moderate vegetation encroachment.
- Function: Ensures continuity between southern feeders and upper-city distribution networks.

5. Canapé-Vert – Pétion-Ville 69 kV Line

- Route & Environment: Short uphill link through the upper metropolitan zone connecting two adjacent substations.
- Approx. Length: 4 km
- Construction Type: Overhead; steel monopoles with compact right-of-way.
- Conductor: ACSR 95 mm²; low thermal rating (≈ 50 MVA).
- Technical Status: Generally good; minor mechanical vibration at high wind speeds.
- Function: Supplies Pétion-Ville's residential and commercial load centers; supports voltage regulation in the hillside grid.

6. Pétion-Ville – Thomassin 69 kV Line

- Route & Environment: Extends eastward into mountainous terrain, supplying the upper residential district of Thomassin.
- Approx. Length: 6 km
- Construction Type: Overhead; steel lattice structures on steep slopes, with concrete poles in flat sections.

- Conductor: ACSR 95 mm²; strong mechanical tension due to elevation difference.
- Technical Status: High exposure to lightning and soil erosion; grounding systems require reinforcement.
- Function: Feeds the high-altitude load zone and provides backup path for Pétion-Ville substation.

7. Croix-des-Bouquets – Tabarre 69 kV Line

- Route & Environment: Runs west-northwest, connecting the eastern metropolitan periphery with the Tabarre substation near the airport.
- Approx. Length: 6 km
- Construction Type: Overhead; concrete poles, double circuit sections near airport zone.
- Conductor: ACSR 120 mm²; moderate condition.
- Technical Status: Overloads during peak demand; requires conductor uprating.
- Function: Feeds industrial and logistics loads near the airport; essential for the eastern power corridor.

8. **Thomassin – Croix-des-Bouquets 69 kV Line (Proposed / Under Study)

- Route & Environment: Planned eastward extension descending from the Thomassin highlands to the Cul-de-Sac valley.
- Approx. Length: 7 km (projected)
- Construction Type: Proposed overhead steel monopole line with compact design.
- Conductor: To be determined (likely ACSR 120 mm² or equivalent).
- Technical Status: Not confirmed operational; referenced as a planned interconnection in rehabilitation and expansion studies.
- Function: Intended to close the eastern section of the 69 kV ring and enable alternative power routing between highland and valley substations.

Table 4 Summary of 69 kV Transmission Lines: Technical Characteristics and Recommended Actions

Line	Approx. Length (km)	Conductor Type / Capacity	Construction Type	Technical Condition	Main Issues Observed	Recommended Action (2025-2030)
Varreux – Delmas	6	ACSR 120 mm^2 (≈ 70 MVA)	Overhead (concrete + steel poles)	Aged / Corroded	Coastal corrosion, low insulation clearance	Replace corroded spans, upgrade insulators to composite type
Delmas – Carrefour-Feuilles	5	XLPE underground + ACSR 95 mm^2	Mixed (overhead + underground)	Fair / Overstressed	Thermal overload in XLPE cables, aging joints	Replace underground section, increase cross-section to 240 mm^2
Carrefour-Feuilles – Martissant	6	ACSR 95 mm^2	Overhead (steel monopoles)	Moderate	Landslide risk, vegetation encroachment	Re-route critical segments, add retaining structures
Martissant – Canapé-Vert	5	ACSR 120 mm^2	Overhead (concrete + steel towers)	Fair	Insulator flashovers during rain	Replace porcelain insulators with polymeric types; trim vegetation
Canapé-Vert – Pétion-Ville	4	ACSR 95 mm^2 (≈ 50 MVA)	Overhead (steel monopoles)	Good	Wind-induced vibration on spans	Install stockbridge dampers; routine inspection program
Pétion-Ville – Thomassin	6	ACSR 95 mm^2	Overhead (steel lattice + concrete poles)	Fair / Exposed	Lightning strikes, soil erosion on slopes	Reinforce grounding system; install lightning arresters
Croix-des-Bouquets – Tabarre	6	ACSR 120 mm^2	Overhead (concrete poles, double circuit near airport)	Fair / Overloaded	Voltage drops, thermal overload at peak demand	Reconductoring to 150 mm^2; install voltage regulators
**Thomassin – Croix-des-Bouquets **	7	ACSR 120 mm^2 (planned)	Overhead (proposed)	Planned / Not built	—	Design and construct new link to close eastern loop

Source: own elaboration based on data of EDH

2.2. Northeast Region Network (RN1)

Regional Network 1 (RN1) corresponds to the electrical infrastructure serving the northeastern corridor of Haiti, covering the departments of Nord and Nord-Est. The system supplies key urban, industrial, port, and border-trade zones centered around Cap-Haïtien, Fort Liberté, and Ouanaminthe, including the strategic industrial hub of the Caracol Industrial Park.

RN1 operates as a semi-isolated regional system, based on a 23 kV sub-transmission backbone, without structural interconnection to the metropolitan grid of Port-au-Prince.

Main Technical Characteristics – Northeast Network (RN1)

Coverage: Approximately 12–15 municipalities across the Nord and Nord-Est departments, including the main urban and economic centers of Cap-Haïtien, Caracol, Fort-Liberté, and Ouanaminthe.

Voltage level: The existing network operates primarily at 23 kV medium-voltage level, with secondary distribution feeders typically at 13.2–13.8 kV supplying peri-urban and rural areas.

Estimated total 23 kV corridor length: Approximately 90 km, forming the main regional electricity corridor across the northeastern region.

Principal 23 kV sections

- Cap-Haïtien – Caracol: 35 km
- Caracol – Fort-Liberté: 30 km
- Fort-Liberté – Ouanaminthe: 25 km

These sections constitute the backbone of the current medium-voltage regional network.

Installed / operational transfer capacity: The effective transfer capability of the regional system is estimated at 40–60 MVA, depending on conductor conditions, feeder configuration, and operational constraints. Actual operational capacity may be lower due to voltage regulation limitations and the radial structure of the network.

System configuration:

The RN1 network operates predominantly in a radial configuration, with limited redundancy and minimal meshing between feeders. The main 23 kV corridor supplies several secondary feeders extending toward peri-urban settlements, rural communities, and the Caracol Industrial Park.

Main Substations

The existing electricity supply in the Northeast Regional Network (RN1) is supported by a limited number of primary medium-voltage nodes operating at 23 kV, which function as the main distribution and switching points of the regional system. The principal nodes are located in:

- Cap-Haïtien – the main urban load center in the northern region, serving as the primary distribution hub for surrounding municipalities.
- Caracol – a strategic supply point supporting the Caracol Industrial Park and nearby communities.
- Fort-Liberté – a coastal node supplying the northeastern urban corridor.

- Ouanaminthe – a border supply node serving local demand and cross-border economic activity.

These facilities operate primarily at the 23 kV medium-voltage level and function mainly as regional switching and distribution nodes, rather than as conventional high-voltage transmission substations. Their role is to collect and redistribute power within local networks, ensuring supply to surrounding municipalities and rural areas.

The installed transformation capacity at these sites typically ranges between 15 and 30 MVA, depending on the specific configuration, load characteristics, and operational requirements of each location.

The substations generally include:

- Medium-voltage switchgear (23 kV) for feeder distribution.
- Conventional protection systems based on electromechanical or early digital relays.
- Basic control and monitoring systems, with limited integration into centralized SCADA platforms.

Overall, the current configuration reflects a distribution-oriented network with limited redundancy and restricted transfer capability, which constrains the reliability and expansion potential of the regional electricity supply.

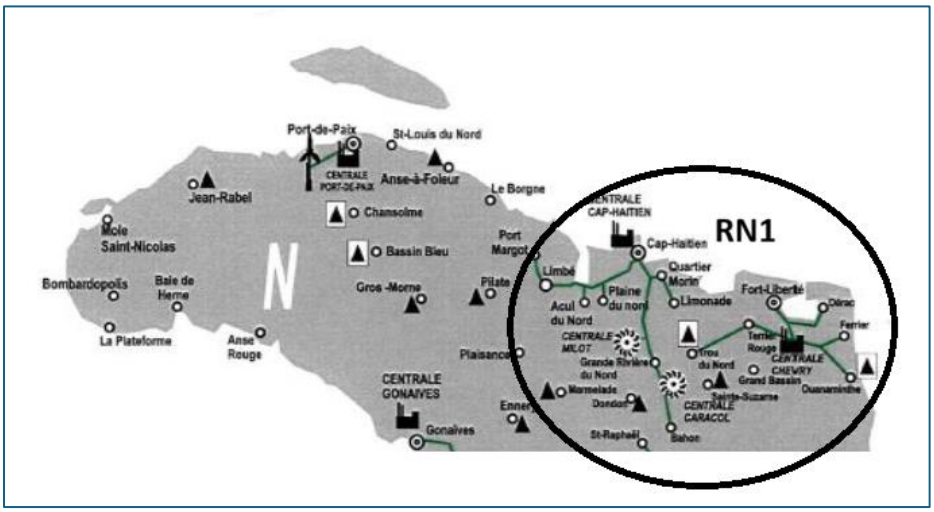


Figure 3 Northeast Region Network (RN1)

Line Infrastructure Characteristics

Each 23 kV section consists of:

- Overhead lines with steel lattice or tubular poles
- Porcelain or polymer insulators
- Medium-section ACSR conductors (typically ~120 mm² class)
- Thermal design limits in the range of 40–60 MVA per circuit

Most segments operate as single-circuit lines, limiting compliance with N-1 reliability criteria.

Generation Model

RN1 follows a hybrid supply structure:

Thermal Generation: Diesel or heavy fuel oil units located primarily near Cap-Haïtien and Caracol provide base and backup supply.

Industrial Generation: The Caracol Industrial Park includes dedicated generation capacity designed to supply industrial demand and potentially inject surplus power into the regional grid.

Cross-Border Potential: Given its proximity to the Dominican Republic, RN1 has strategic potential for future reinforcement through a Fort Liberté–Manzanillo interconnection corridor.

Operational Characteristics

- Operates as a regional island system
- Limited redundancy
- No 69kv, 115 kV structural backbone
- Vulnerable to extreme weather events
- Limited SCADA integration

Strategic Role of RN1

RN1 represents:

- The electrical backbone of northern industrial development
- A key enabler of export manufacturing and border trade

2.3. Isolated Regional Systems

The regional networks, currently not interconnected with the national grid, complement electricity coverage outside the central Péligre–Port-au-Prince axis, prioritizing hybrid configurations of transmission and distributed generation.

The regional networks are grouped into four electrical subsystems:

This map illustrates the current deployment of Haiti's regional electricity networks, highlighting the geographic extent and configuration of the five regional grids (Regions 1–5) and the distribution of generation assets across the country. It provides an overview of existing and planned infrastructure including thermal, solar, and hydropower plants along with key substations and transmission lines at 115 kV and 69 kV. The graphic also shows departmental boundaries and the location of operating mini-grids, offering a comprehensive visual baseline of the national power system as of January 2024.

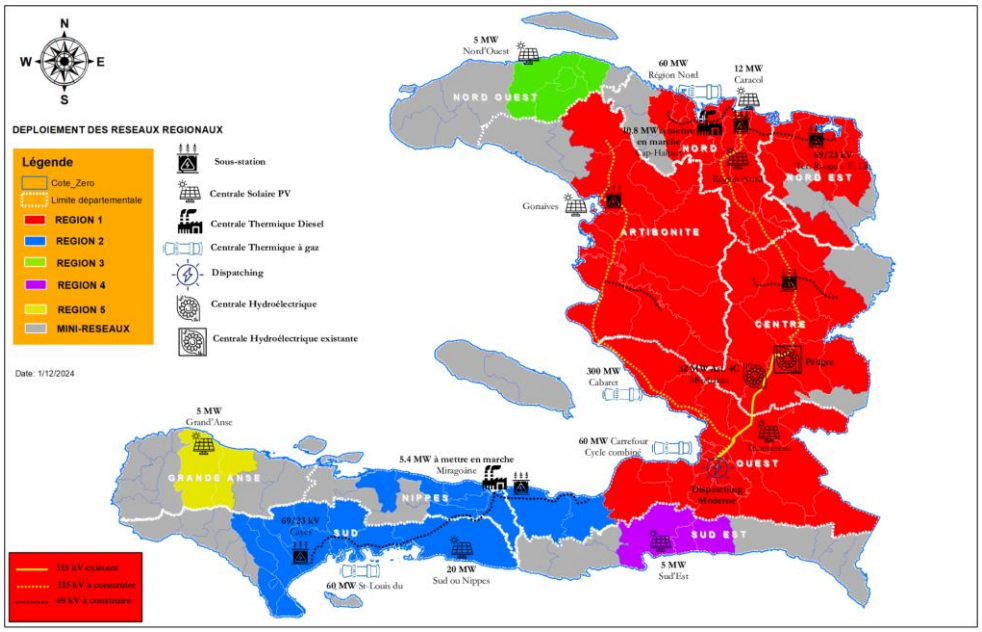


Figure 4 Geographic map of regional networks and minigrids, MTPTC

2.3.1. Regional Network 2 – Southern Region and Nippes (RN2)

Regional Network 2 (RN2) constitutes one of the main electricity supply systems in southern Haiti, serving the departments of Sud and Nippes. The network provides electricity to several of the largest urban centers in the southern peninsula, including Miragoâne, Aquin, Saint-Louis-du-Sud, and Les Cayes, an area characterized by significant agro-industrial, fisheries, and tourism potential.

At present, the network operates largely as a stand-alone regional distribution system, with limited integration into the national transmission backbone. Its structure consists primarily of 23 kV medium-voltage distribution lines that connect the main urban centers of the region through a coastal corridor extending approximately 100–110 km.

Although the system currently operates as a radial regional network, future planning scenarios consider the possibility of strengthening the corridor and improving its integration with the national transmission system, which would enhance supply reliability and support long-term regional development.

Main Technical Characteristics – Regional Network 2 (RN2)

Coverage:
The network supplies the principal municipalities of the Nippes and Sud departments, including Miragoâne, Saint-Louis du Sud, and Les Cayes, with distribution extensions serving surrounding coastal and rural communities.
Voltage level:
RN2 operates primarily as a 23 kV medium-voltage distribution network, supplying urban centers and rural areas through radial feeders.

Estimated total length:
Approximately 100–110 km of 23 kV distribution lines, forming the main electricity supply corridor in the southern region.
Main distribution corridors include:

- Miragoâne – Aquin – Les Cayes: 90–100 km radial medium-voltage corridor
- Les Cayes – Saint-Louis du Sud: short radial distribution branch supplying coastal communities

Installed capacity:
Approximately 60 MVA of distribution transformation capacity, distributed across the main supply points serving the corridor.

System configuration:
The network operates as a radial medium-voltage system, with the principal 23 kV corridor interconnecting Miragoâne, Saint-Louis du Sud, and Les Cayes, from which multiple feeders extend toward surrounding municipalities and coastal communities.

Main supply substations / injection points:

- Les Cayes (20 MVA)
- Miragoâne (20 MVA)
- Saint-Louis du Sud (20 MVA)

Complementary equipment:
The network includes distribution reclosers, sectionalizing switches, and conventional protection equipment, with limited monitoring and control infrastructure typical of regional EDH distribution systems.

The RN2 electricity system is based on a medium-voltage distribution network operating at 23 kV, consisting mainly of overhead distribution lines supported by concrete or steel poles and medium-section ACSR conductors. These lines interconnect the main urban centers of

the southern corridor, including Miragoâne, Aquin, Les Cayes, and Saint-Louis-du-Sud, supplying local distribution networks through radial feeders.

The system primarily supports the 23 kV distribution network, which supplies urban areas, agro-industrial activities, fishing communities, and rural settlements along the southern peninsula.

To improve supply reliability and reduce dependence on imported fuels, the regional system may progressively adopt a multi-source generation approach, integrating renewable energy and storage technologies together with conventional backup generation.

Figure 5 Regional Network 2 – Southern Region and Nippes (RN2)

2.3.2. Regional Network 3 – Northwest Region (RN3)

Regional Network 3 supplies the Nord-Ouest department and comprises a compact medium-voltage (23 kV) distribution system for the electrification of the municipalities of Port-de-Paix, Saint-Louis du Nord, Chansolme, and Bassin Bleu, in the far northwest of the country. These areas have high population density and potential for fishing and commercial development.

Currently, this network operates as an isolated system, without connection to the national 115 kV or 69 kV grid, and relies on local thermal and renewable generation. Its structure is representative of the decentralized regional network model, with a radial configuration and automatic sectionalizing to improve reliability.

Main Technical Characteristics – Regional Network 3

Coverage: The network supplies the principal municipalities of the Nord-Ouest department, including Port-de-Paix, Saint-Louis-du-Nord, Bassin-Bleu, and Chansolme, with distribution extensions toward smaller coastal and rural communities.

Voltage level: 23 kV medium-voltage distribution, supplied primarily by local generation sources rather than by the national transmission grid.

Estimated total length: 25–30 km, making RN3 one of the smallest regional electricity networks in the country.

- 23 kV line Port-de-Paix – Saint-Louis-du-Nord: 10–12 km
- 23 kV line Port-de-Paix – Bassin-Bleu / Chansolme: 15–18 km

Installed capacity: 10–15 MVA (estimated) across the main distribution nodes.

System configuration: radial medium-voltage network, centered on Port-de-Paix, with several 23 kV feeders supplying nearby municipalities and rural coastal communities.

Main substations / distribution nodes:

- Port-de-Paix (≈23 kV distribution node, 10 MVA)
- Saint-Louis-du-Nord (23 kV distribution node)
- Bassin-Bleu (23 kV distribution node)

Complementary equipment: distribution transformers, pole-mounted switches, and basic protection devices typical of isolated or weakly interconnected regional networks.

Regional Network 3 (RN3) is characterized by a radial medium-voltage distribution structure centered on Port-de-Paix and supplied primarily by local generation sources. The system consists of approximately 25–30 km of 23 kV overhead distribution lines, supplying nearby municipalities such as Saint-Louis-du-Nord, Bassin-Bleu, and Chansolme through radial feeders and local distribution nodes. The installed generation capacity serving the network is estimated at 10–15 MVA equivalent, providing electricity to urban and peri-urban areas through localized distribution transformers and feeder circuits.

Unlike the main transmission corridors of Haiti, RN3 does not currently have high-voltage transmission infrastructure and therefore operates as a largely isolated regional electricity system. For this reason, the network relies on hybrid distributed generation schemes,

combining solar photovoltaic generation, diesel backup units, and battery energy storage systems (BESS) to ensure supply continuity and improve operational flexibility.

The hybrid generation configuration is particularly well suited to the high solar resource of the northwestern region, where average solar irradiation exceeds 5.5 kWh/m^2·day. In this context, photovoltaic generation can provide a significant share of daytime demand, while diesel units and BESS systems support nighttime supply, frequency regulation, and system stability.

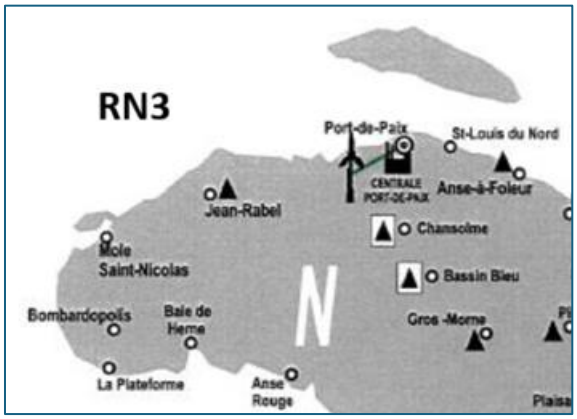


Figure 6 Regional Network 3 – Northwest Region (RN3)

From a strategic perspective, RN3 functions as an independent regional energy hub for northwestern Haiti, improving electricity access in a geographically isolated area of the country. In the longer term, national electrification planning may consider the possibility of future interconnection with the western transmission corridor, potentially through a 69 kV line linking Gonaïves with Port-de-Paix, which would allow gradual integration of isolated regional systems and improved operational flexibility at the national level.

2.3.3. Regional Network 4 – Southeast Region (RN4)

Regional Network 4 (RN4) corresponds to the electricity system serving the coastal corridor of the Sud-Est Department, encompassing the municipalities of Jacmel, Cayes-Jacmel, and Marigot, together with surrounding coastal and rural communities. The network operates primarily as a 23 kV medium-voltage distribution system, supplying local demand through radial feeders originating in the main urban centers.

Unlike the main metropolitan and transmission corridors of the country, RN4 does not currently rely on high-voltage transmission or sub-transmission infrastructure and instead operates on the basis of an existing regional distribution network that is progressively being rehabilitated and modernized. The proposed intervention strategy therefore focuses mainly on reinforcing and stabilizing the 23 kV distribution infrastructure, improving feeder reliability, and strengthening operational resilience.

The principal objective of the network is to ensure reliable electricity supply along the southeastern coastal corridor, an area characterized by growing tourism activity, coastal urban development, and increasing exposure to climate-related risks such as hurricanes, flooding, and landslides. In this context, modernization measures include the integration of distributed renewable generation, energy storage systems, and improved protection and control equipment.

Main Technical Characteristics – Regional Network 4

Coverage: The network supplies the principal municipalities of the Sud-Est department, including Jacmel, Cayes-Jacmel, and Marigot, with distribution extensions toward smaller coastal communities and rural areas along the southeastern peninsula.

Voltage level: 23 kV medium-voltage distribution, supplied primarily by local generation units, as the region is not directly interconnected with the national 69 kV or 115 kV transmission system.

Estimated total length: 110–120 km, including the main coastal distribution corridor and several rural feeder extensions.

- 23 kV line Jacmel – Cayes-Jacmel: 35–40 km
- 23 kV line Jacmel – Marigot: 60–75 km

Installed capacity: 15–20 MVA (estimated) across the principal distribution nodes.

System configuration: The network operates as a radial medium-voltage system centered on Jacmel, with 23 kV feeders supplying coastal municipalities and rural communities along the southeastern corridor.

Main substations / distribution nodes:

- Jacmel (23 kV distribution node, 10 MVA)
- Cayes-Jacmel (23 kV distribution node)
- Marigot (23 kV distribution node)

Complementary equipment: The system includes distribution transformers, pole-mounted switches, sectionalizing devices, and conventional protection equipment, typical of isolated regional distribution networks, with limited automation and monitoring infrastructure.

Low-voltage network: the distribution system is complemented by local low-voltage networks supplying residential and commercial users, with ongoing expansion in rural areas to improve electricity access.

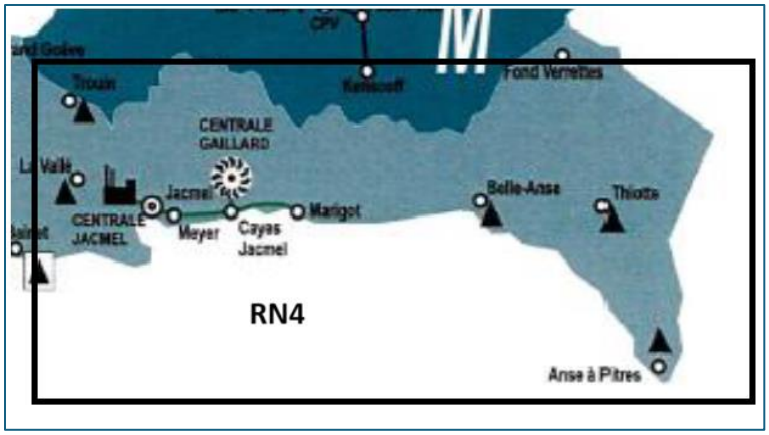


Figure 7 Regional Network 4 – Southeast Region (RN4)

From a strategic perspective, RN4 plays a key role in consolidating electrification in the Sud-Est region, where the extension of the national transmission system would require substantial investment due to the mountainous terrain and dispersed population patterns. Strengthening the regional network therefore represents a cost-effective solution to expand electricity access and improve service quality while maintaining operational flexibility.

In the longer term, the modernization of RN4 could also facilitate future integration with broader national electrification initiatives, should new transmission corridors or regional interconnections become technically and economically viable.

2.3.4. Regional Network 5 – Grand'Anse (Jérémie–Roseaux) Southwest Region (RN5)

Regional Network 5 (RN5) comprises the electrical infrastructure supplying the Grand'Anse Department, located in the southwestern corner of Haiti. The system is structured around a 23 kV medium-voltage distribution corridor linking the municipalities of Jérémie and Roseaux, forming a compact regional network designed to provide electricity to coastal towns and surrounding rural communities.

The network consists of approximately 20–25 km of 23 kV overhead distribution lines, supported by radial feeders that extend toward nearby settlements and agricultural areas. This configuration creates a localized medium-capacity distribution system, centered on Jérémie as the main operational node and distribution hub for the department.

Unlike the metropolitan system and the main transmission corridors of the country, RN5 does not currently have a direct connection to Haiti's national 69 kV or 115 kV transmission grid. As a result, the network operates as a largely isolated regional electricity system, relying on local generation resources to ensure supply continuity.

To improve reliability and reduce dependence on imported fuels, the system is designed to incorporate a hybrid generation scheme combining photovoltaic solar generation, diesel

backup units, and battery energy storage systems (BESS). This configuration allows the network to maintain stable operation even during fuel supply disruptions, extreme weather events, or temporary isolation from other regional systems.

Main Technical Characteristics – Regional Network 5

Coverage: The network supplies the principal municipalities of the Grand'Anse department, including Jérémie and Roseaux, with distribution extensions toward smaller coastal communities and rural areas across the southwestern peninsula.

Voltage level: RN5 operates primarily as a 23 kV medium-voltage distribution network. The region is not directly interconnected with Haiti's national 69 kV or 115 kV transmission system, and electricity supply relies largely on local generation resources.

Estimated total length: Approximately 20–25 km of 23 kV distribution lines, forming a compact regional network linking the main urban center with nearby municipalities.
Main distribution corridor :
Jérémie – Roseaux: 20–25 km

Installed capacity: Approximately 8–12 MVA of distribution capacity, concentrated mainly in the Jérémie supply node.

System configuration: The network operates as a radial medium-voltage system centered on Jérémie, with 23 kV feeders supplying coastal towns and surrounding rural communities.

Main substations / distribution nodes:
- Jérémie (23 kV distribution node, 8–10 MVA)
- Roseaux (23 kV distribution node)

Complementary equipment: The system includes distribution transformers, pole-mounted switches, sectionalizing devices, and basic protection equipment, typical of small isolated regional distribution networks, with limited automation and monitoring infrastructure.

Associated generation: Electricity supply is supported by local generation facilities, including hybrid systems combining solar photovoltaic generation and diesel units, with battery storage systems designed to improve operational flexibility and reduce dependence on thermal generation.

From a strategic perspective, RN5 plays an important role in supporting electrification and economic activity in the Grand'Anse region, where geographic isolation and difficult terrain

make large-scale transmission expansion challenging. Strengthening the regional network through distributed generation and storage therefore represents a practical and resilient solution for improving electricity access and service reliability.

Figure 8 Regional Network 5 – Grand'Anse (Jérémie–Roseaux) Southwest Region (RN5)

In the longer term, the modernization of RN5 could facilitate future integration with the national interconnected system, particularly if the southern corridor linking Nippes, Sud, and Grand'Anse is progressively developed. Under such a scenario, the region could evolve into a regional renewable energy hub, capable of exporting surplus solar generation to neighboring departments while maintaining local energy security.

2.3.5. Regional Electricity Networks – Summary

The following table provides a comparative overview of Haiti's principal regional electricity networks outside the Port-au-Prince metropolitan system. Based on the available system maps and infrastructure data from Electricité d'Haïti (EDH), these regional networks operate predominantly at the 23 kV medium-voltage level and function as radial distribution corridors or isolated mini-grids, supplying the main urban centers and surrounding rural communities within their respective departments. For analytical purposes, this study also includes the Nord and Nord-Est corridor as Regional Network 1 (RN1), which supplies the Cap-Haïtien metropolitan area and the northeastern industrial and border zones. The table summarizes the geographic coverage, voltage levels, approximate network length, estimated transformation capacity, and the main operational characteristics of each regional subsystem.

Table 5 Main Technical Characteristics of Haiti's Regional Power Networks (RN1–RN5) (Haiti, 2025)

Regional Network	Geographic Coverage	Predominant Voltage Level	Estimated Network Length	Transformation Capacity	System Configuration	Key Characteristics
RN1 – Northern Interconnected Corridor	Nord & Nord-Est (Cap-Haïtien, Caracol, Fort-Liberté, Ouanaminthe)	23 kV	120–140 km	40–60 MVA	Radial medium-voltage network with several 23 kV feeders	Supplies Cap-Haïtien metropolitan area, Caracol Industrial Park, and the northeastern corridor; potential future interconnection with the Dominican Republic
RN2 – Southern Peninsula Corridor	Nippes – Sud (Miragoâne, Saint-Louis-du-Sud, Les Cayes)	23 kV	100–110 km	40–60 MVA	Radial medium-voltage backbone with 23 kV feeders	Main electricity corridor of the southern peninsula linking Miragoâne, Saint-Louis-du-Sud and Les Cayes
RN3 – Nord-Ouest Isolated Network	Nord-Ouest (Port-de-Paix, Saint-Louis-du-Nord, Bassin-Bleu)	23 kV	25–30 km	10–15 MVA	Radial distribution network	Isolated regional mini-grid supplied primarily by local generation
RN4 – Sud-Est Coastal Network	Sud-Est (Jacmel, Cayes-Jacmel, Marigot)	23 kV	110–120 km	15–20 MVA	Radial coastal distribution corridor	Electrifies the southeastern peninsula through the Jacmel distribution hub
RN5 – Grand'Anse Compact Network	Grand'Anse (Jérémie, Roseaux)	23 kV	20–25 km	8–12 MVA	Small radial distribution network	Compact isolated system centered on Jérémie supplying nearby coastal communities

3. Previous studies and existing expansion plans

There are countless studies conducted for the electrification of the population of Haiti, each of which provides important inputs that must be considered for the structuring of this plan.

This analysis does not intend to supersede recent studies that are sufficiently in-depth; on the contrary, its objective is to gather input that may be representative for the development of a proposal that is feasible to put into practice.

3.1. ITT/Comillas University Study

The study, led by the Technological Research Institute of the Pontifical University of Comillas (IIT-Comillas, Madrid, Spain) and carried out in cooperation with Waya Energy Inc. (USA), Wayvolution SL (Spain), Trama TecnoAmbiental (TTA, Spain) and Castalia (USA and France), is part of the World Bank contract for the Evaluation of Electrification Options (National Electrification Analysis) in Haiti.

Its purpose was to identify and evaluate viable implementation strategies to achieve universal access to electricity, based on the results of the lowest cost electrification analysis.

The report states that there is no single optimal technology for achieving universal access, given the current limitations of the Haitian electrical system, which in many urban and rural areas barely guarantees six hours of daily supply. In this context, isolated systems—a combination of mini-grids and individual systems—represent the most cost-effective and realistic option for expanding electricity access in the short and medium term.

Under current grid reliability conditions, the model identifies approximately 455,000 individual systems as the lowest-cost alternative for electrifying the underserved population.

The analysis also shows that extending the national grid could become an economically viable solution only if system reliability is improved to 75%. Achieving this level of performance would require substantial investments in generation, transmission, and distribution. Once this improvement is achieved, grid-connected solutions begin to offer lower unit costs per connection, especially in densely populated areas.

In the enhanced network scenario (75% reliability), over 20% of the currently unconnected population could be connected through network expansion, with an estimated CAPEX of approximately USD 800 per connection. The model proposes a 23 kV network expansion plan that would allow these new users to be connected before 2035.

However, even under this favorable scenario, more than 500,000 connections would still rely on hybrid mini-grids as a lower-cost option, with a projected investment exceeding USD 830 million. This underscores the need for a mixed and integrated technological approach, where the main grid and decentralized solutions coexist as part of a coherent national strategy.

Finally, the study concludes that extending the grid will not be cost-effective without profound structural improvements that raise reliability from the current 30% to at least 75%. Likewise, a model based exclusively on mini-grids is also not feasible, as it would entail building more than 2,700 systems with an average of only 300 users each. As the reliability of the electrical grid increases, extending grid connections to customers without electricity becomes economically viable.

The IIT-Comillas highlights the importance of complementing the technical analysis with the ongoing national initiatives of the Ministry and ANARSE, especially in the formulation of the Energy Master Plan, aimed at strengthening infrastructure and long-term sector planning.

Finally, a key warning in the report notes that, at this stage, there is no accurate information available on the investment costs needed to increase network reliability from 30% to 75% or 90%.

Estimating these costs would require a detailed study of the distribution company's operational and financial performance in order to identify the main causes of poor performance: technical losses, energy theft, generation deficit, or management and operational inefficiencies.

Therefore, network rehabilitation costs can vary widely, and the current estimate for “Approach 1” (network reconstruction) should be considered incomplete and preliminary until the corresponding supplementary studies are carried out.

The lowest cost electrification options resulting from the studies, for the different scenarios, are as follows:

<u>Base case (low network reliability):</u>

- Network reliability: 30% (based on 2022 supply data from metropolitan area feeders)
- Grid energy cost: US$0.30/kWh

- Cost of undelivered energy: 0.85 US cents /kWh (unreliable service penalty cost, equivalent to having other resources to obtain energy or loss in income value due to an unavailable energy supply)

	Mini-grids	Isolated Systems	Grid Extensions	All
Number of Customers	817,512	454,912	0	1.27 million
Fraction of Customers	0.64	0.36	0	1
Cost of energy (USD/kWh)	0.71	1.22	0	0.80
Annual Energy (GWh/yr)	487	117	0	604
Annual Energy Per Customer (kWh/yr)	596	257	0	475
Investment Cost (USD)	**1.27 Billion**	**0.32 Billion**	**0**	**1.6 Billion**
Investment Cost Per Customer (USD) *	1,555	707	0	1,252
*** REM takes into consideration CAPEX as well as operation and maintenance costs for the electrification options. The comparison between different technologies is done based on annuity calculations.**				

Network sizing:

Total length of low voltage networks: 25,992 km

Total length of medium voltage networks: 2,160 km

Second case (improved network reliability from 30% to 75%)

- Additional costs will be incurred to ensure greater reliability; this cost is not included (it is outside the scope of the work).
- The necessary improvements in generation, high and medium voltage should be part of a separate roadmap study.
- Grid energy costs increase from 0.30 to 0.40 US cents /kWh

	Mini-grids	Isolated Systems	Grid Extensions	All
Number of Customers	553,436	454,366	264,622	1.27 million
Fraction of Customers	0.43	0.36	0.21	1
Cost of energy (USD/kWh)	0.73	1.2	0.75	
Annual Energy (GWh/yr)	305	117	181	603
Investment Cost (USD)	**0.83 Billion**	**0.32 Billion**	**0.21 Billion**	**1.36 Billion**
Investment Cost Per Customer (USD)	1,502	710	800	1,073

Until network reliability reaches at least 75%, most of the cheapest options for off-grid customers are off-grid systems (over 60% with mini-grid solutions).

As the reliability of the grid increases, it becomes economical to extend grid connections to customers without electricity.

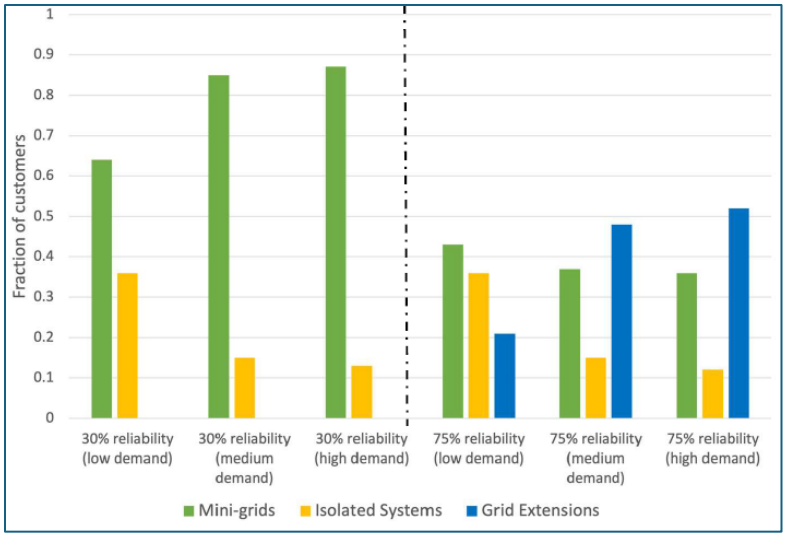


Figure 1 Sensitivity analysis as a function of reliability, ITT U. Comillas/TTA/Castalia

The identification of low, medium, and high demand is based on the following estimates:

	Urban residential	Rural residential
Baseline - lower demand	2 kWh/day (MTF - between Tier 3/4)	240 Wh/day (MTF - Tier 2)
Medium demand	4.5 kWh/day	500 Wh/day
Higher demand	4.5 kWh/day (MTF – between Tier 4/5)	1 kWh/day (MTF – Tier 3)

Network extension:

- 460 network extension clusters, connecting more than 700,000 new customers
- Additional length of the medium voltage network: 4,725 km
- Additional length of the low-voltage network: 24,550 km

3.2. Proposal from the Ministry of Public Works, Transport and Communications (MTPTC) of Haiti

The National Electrification Project of the Ministry of Public Works, Transport and Communications (MTPTC), presented in January 2024, aims to sustainably transform access to energy in Haiti, promoting the development of a reliable, affordable and environmentally responsible electrical system.

With less than a third of the population having stable access to electricity, this ambitious program seeks to address the country's main energy challenges through a comprehensive approach structured around three strategic pillars:

- Strengthening the metropolitan network of Port-au-Prince,
- Modernization of regional networks in major inland cities, and
- Electrification of rural and peri-urban areas.

With a total estimated investment of USD 2.592 billion, the plan seeks to meet a national demand of approximately 800 MW, while promoting a diversified energy matrix that prioritizes renewable sources to reduce the country's carbon footprint.

The implementation of this project will substantially improve the quality of life of Haitians through universal access to electricity, and will serve as an engine of economic growth, attracting investments in key sectors such as health, education, industry and essential public services.

Axis 1: Strengthening and expansion of the metropolitan network of Port-au-Prince: West-Central-Artibonite-North-Northeast Network.

Axis 1 envisions the creation of an interconnected regional network, resulting from the integration of four existing systems: Central-West, Artibonite, North, and Northeast. This network covers 65 urban municipalities and interconnects the main industrial and residential areas of the capital with the urban centers of the north and northeast.

Currently, the available electrical capacity amounts to 130 MW in the Port-au-Prince metropolitan area and around 34 MW in provincial cities. Despite high demand, the effective electrification rate remains below 30%, resulting in low billing and collection rates.

Furthermore, nine of the ten distribution substations that supply the metropolitan area are severely deteriorated and cannot meet current consumption needs.

To reverse this situation, Électricité d'Haïti (Ed'H) is implementing the Port-au-Prince Metropolitan Network Strengthening Project, financed through a concessional loan from the Government of Taiwan.

The project includes:

- The rehabilitation of a main transformer station and nine distribution substations;
- The construction of four new distribution substations; and
- The installation of 62 km of medium and high voltage electric transmission lines.

In the generation component, the construction of a dual fuel combined cycle gas power plant with a capacity of 60 MW is planned, intended to guarantee the supply of firm energy and facilitate the integration of intermittent renewable sources.

However, the execution of this project has suffered significant delays due to safety problems in the areas planned for its installation.

The estimated budget for the Area 1 works amounts to USD 1.56 billion, including investments in generation, transmission and distribution.

Figure 9 Illustrates the design of the transmission lines in region 1, MTPTC

Axis 2: Modernization of regional networks in provincial cities

The regional networks of provincial cities, currently not interconnected with the large national grid, are grouped into four electrical subsystems:

- Regional Network 2: covers 20 municipalities, including Grand- Goâve , Petit- Goâve and several localities in the departments of Nippes and Sud.
- Regional Network 3: includes five municipalities, including Port -de-Paix, Pointe des Palmistes, Saint-Louis du Nord, Chansolme and Bassin Bleu.
- Regional Network 4: supplies energy to three municipalities: Jacmel, Cayes-Jacmel and Marigot.
- Regional Network 5: covers two municipalities: Jérémie and Roseaux .

For each regional grid, the construction of photovoltaic (PV) solar plants is planned in the short term, intended to contribute at least 25% of the total generation from the respective thermal power plants. As demand grows, other renewable sources, such as wind and hydroelectric power, will be gradually incorporated.

In order to maintain grid stability, PV plants in regions 1 and 2 will have minimal battery storage systems, while Regions 3, 4 and 5 will have greater storage capacity, given their more isolated nature.

The energy mix of regional networks 2, 3 and 4 follows a multi-source approach , combining photovoltaic solar generation, lithium battery storage and diesel or fuel oil thermal units.

This design ensures operational flexibility and a gradual transition to clean energy sources, reducing dependence on fossil fuels without compromising service continuity.

Figure 10 Illustrates the design of the transmission lines in region 2 MTPTC

The total estimated budget for regional networks 2 to 5 is USD 347 million, which is divided as follows:

Region 2 budget: USD 230 million

It includes the following transmission lines:

- 69 kV line connecting Saint-Louis du Sud and Les Cayes (35 km).
- 69 kV line connecting Saint-Louis du Sud and Miragoâne (70 km).

Budget Region 3: USD 43 million

- 23 kV transmission/distribution lines connecting Port-de- Paix and Bassin Azul (27 km)

Region 4 budget: USD 44 million

It does not consider the construction of transmission lines

Region 5 budget: USD 30 million

- 23 kV transmission/distribution lines connecting Jérémie and Roseau (20 km).

Estimated total cost of the five (5) regional networks: USD 1.907 billion

Estimated annual revenue generated by regional networks: 789 million

Axis 3: Electrification through the deployment of off-grid solutions

The deployment of minigrids is a key strategy for expanding access to electricity in areas where regional grids cannot reach all urban areas within municipalities. This program is based on several approaches, including the installation of stand-alone minigrids, individual solar systems, and mesh microgrids. The total estimated budget for minigrids and individual systems is USD 685 million.

General budget and work included in the Plan:

Table 6 MTPTC, Generation, Storage, and Transmission Investments by Regional Network

Regional Network	Estimated Cost (million USD)	Gas (MW)	Liquid-fuel Thermal (MW)	Hydro (MW)	Solar PV (MW)	Batteries (MW)	BESS Storage (MW)	115 kV Lines (kMs)	69 kV Lines (kMs)	23 kV Lines (kMs)
Regional Network 1	$ 1.560	420		30	165			235	35	
Regional Network 2	$ 230	60			20				105	
Regional Network 3	$ 43		8		5	5				39
Regional Network 4	$ 44		15		5	5				
Regional Network 5	$ 30				5	5				20
Mini-grids	$ 160				20	20				
Individual systems	$ 525				140	140				
Total	**2592**	**480**	**23**	**30**	**360**	**175**	**0**	**235**	**140**	**$ 59**

In conclusion, the MTPTC Plan includes the construction of some transmission networks, without specifying their budget. Only overall budgets for each region are available.

This information does not allow us to determine whether the implementation of the proposed infrastructure means an increase in system reliability above 30%.

3.3. ANARSE Proposal

In its presentation on the electricity sector, ANARSE presents the following general diagnosis of the electricity supply situation in Haiti.

ANARSE's vision is "To transform the unreliable and expensive fossil fuel-based electricity generation system into a modern and sustainable energy system based on diverse energy sources, primarily domestic renewable energy, in order to improve the quality of electricity services throughout the country."

It proposes a 3-axis strategy:

Axis 1: Strengthen the metropolitan network

- Construction of thermal and solar power generation, transport and distribution.
- Construction of 4 new substations and 62 km of lines
- Installation of prepaid meters.

Axis 2: Modernizing regional networks

- Network extension
- mix: gas-fired thermal plus renewable energy
- Smart metering

Axis 3: Off-grid solutions

- Mesh network and individual solar system
- Independent microgrids with solar energy and storage
- In the long term, incorporate wind, hydroelectric and biomass

Their program takes the results of the study by ITT U of Comillas and other consortium members.

4. Plan for Strengthening Haiti's Power Transmission and Regional Power Networks

Haiti's electricity system presents structural constraints across its 115 kV and 69 kV backbone networks, characterized by aging infrastructure, limited transformation capacity at key substations, and high exposure to single-contingency events. The main transmission corridor linking the Péligre hydropower plant with the Port-au-Prince metropolitan area operates as the central backbone of the national system, while the metropolitan 69 kV sub-transmission network distributes bulk power toward the principal urban load centers. Operational flexibility remains limited due to constrained transformation capacity, incomplete protection coordination, and uneven levels of automation and SCADA integration across substations.

Recent technical assessments and national planning exercises highlight the need to reinforce the transmission backbone and modernize key substations to comply progressively with basic reliability criteria, improve voltage stability, and increase transfer capability toward the main demand centers. These studies also reveal significant heterogeneity across the country's regional electricity systems. While the metropolitan area is supplied through the 115 kV and 69 kV network, several regions including Sud-Est, Nord-Ouest, and Grand'Anse, operate through isolated or weakly interconnected 23 kV regional networks, supplied mainly by local generation resources.

In this context, the strengthening strategy combines targeted reinforcement of the national transmission backbone with the modernization of regional electricity systems. At the transmission level, priority actions include the operational reinforcement of the Péligre–Port-au-Prince 115 kV corridor, modernization of terminal substations, and the progressive rehabilitation and expansion of the 69 kV metropolitan sub-transmission network supplying the Port-au-Prince metropolitan area. These measures aim to increase transfer margins, improve contingency response capability, and reduce technical losses in the backbone system.

Complementary interventions focus on the modernization of regional medium-voltage networks, particularly through reinforcement of 23 kV feeders, upgrading of local substations, and deployment of improved protection and control systems. These actions are essential to expand electricity access, improve voltage profiles in rural and peri-urban areas, and increase the hosting capacity for new consumers and distributed renewable generation.

Overall, the proposed reinforcement framework integrates the main system-level diagnostics with the investment programs currently under preparation by the national utility and international development partners. The strategy prioritizes strengthening of the 115 kV transmission backbone, modernization of the 69 kV metropolitan sub-transmission system, and progressive upgrading of regional 23 kV networks, thereby establishing a technically coherent and scalable infrastructure platform for expanding reliable electricity access across Haiti over the 2027–2037 planning horizon.

4.1. Reinforcement Plan for the 115 kV Péligre–Port-au-Prince Transmission Corridor

The Péligre–Port-au-Prince 115 kV transmission corridor constitutes the most critical backbone of Haiti's electric power system, connecting the country's largest hydropower plant with the principal load center of the metropolitan area. This corridor plays a fundamental role in supplying electricity to Port-au-Prince and supporting voltage stability across the metropolitan sub-transmission network.

The 115 kV Péligre–Nouveau Delmas transmission line was fully rehabilitated and accepted by Electricité d'Haïti (EDH) in 2019 under the "Rehabilitation of the Péligre Transmission Line" project (IDB Project HA-L1100). As a result, the physical infrastructure of the corridor—including towers, conductors, insulators, hardware assemblies, and associated civil works—remains in sound structural condition and within its expected remaining service life.

Given the scope of the reconstruction completed in 2019, no major physical reinforcement or large-scale reconstruction of the 115 kV corridor is required within the 2027–2037 planning horizon. The rehabilitation restored the mechanical integrity and electrical transfer capability of the line, providing a robust platform for the continued supply of the Port-au-Prince metropolitan system during the next decade.

However, the 2019 intervention focused primarily on physical rehabilitation, while modernization levels in protection systems, teleprotection channels, operational monitoring, and preventive maintenance practices remain uneven at the terminal substations (Péligre and Nouveau Delmas) and along the corridor. In addition, the overhead segments remain exposed to environmental risks such as extreme winds, seasonal hurricanes, and vegetation encroachment, which require systematic preventive maintenance and strengthened operational oversight.

Within the 2027–2037 planning framework, the main operational constraints of the Haitian power system are expected to remain concentrated downstream of the 115 kV corridor, particularly in the capacity and reliability of the metropolitan 69 kV network and associated distribution interfaces, rather than in the rehabilitated 115 kV line itself.

Nevertheless, the strategic importance of this corridor being the only high-voltage transmission link connecting Péligre with the capital region,justifies the implementation of a targeted reliability reinforcement program. These measures aim to enhance protection coordination, telecommunications reliability, preventive maintenance practices, and operational monitoring capabilities, ensuring that the corridor continues to operate securely and efficiently under projected demand growth during the 2027–2037 planning horizon.

4.1.1. Complementary Interventions

The additional reinforcement of the 115 kV Péligre–Port-au-Prince transmission corridor focuses on a set of targeted operational and asset reliability interventions, designed to improve system protection, telecommunications reliability, maintenance readiness, and operational monitoring. These measures do not modify the physical configuration of the line but strengthen its operational robustness and ensure alignment with the modernization of the metropolitan sub-transmission system.

The proposed intervention program is structured around six complementary components:

Protection System Optimization

Review and recalibration of distance and overcurrent relays at both ends of the corridor, including a protection coordination study, end-to-end relay testing, and validation of auto-reclosing logic to improve fault selectivity and reduce clearing times.

Teleprotection and Telecommunications Hardening

Audit of communication channels (OPGW, fiber, or radio), configuration of teleprotection schemes equivalent to POTT/PUTT logic, implementation of time synchronization mechanisms (GPS or PTP), and redundancy configuration where feasible.

Preventive Maintenance Campaign

Drone inspection and thermographic surveys to detect hotspots, replacement of damaged insulators and connectors, tightening of fittings, and targeted replacement of degraded hardware along the line.

Vegetation and Right-of-Way Management

Clearing of critical spans, establishment of a periodic vegetation trimming program, and rehabilitation of access roads where necessary to facilitate maintenance operations.

Critical Spare Parts and Asset Readiness

Procurement of essential spare components such as insulators, connectors, surge arresters, and emergency repair kits, together with the establishment of a minimum stock policy for rapid response to contingencies.

Monitoring and Performance Dashboard

Implementation of event analysis procedures, development of a KPI-based monitoring dashboard, and operator training and documentation updates to improve operational oversight.

The implementation of these complementary measures represents a targeted reliability enhancement program with an estimated capital expenditure of approximately USD 2.9 million. By focusing on protection optimization, telecommunications reliability, preventive maintenance, vegetation management, spare-parts readiness, and operational monitoring, the program will strengthen the operational resilience of Haiti's most critical transmission asset and ensure reliable operation of the corridor throughout the 2027–2037 planning horizon.

Table 7 115 kV Line Reliability Reinforcement Program (Péligre–Delmas)

Component	Main Activities	Estimated CAPEX (USD million)
Protection System Optimization	Review and recalibration of distance and overcurrent relays at both ends; coordination study; end-to-end testing; logic validation for auto-reclosing schemes.	0,45
Teleprotection & Telecom Hardening	Channel audit (OPGW/fiber/radio); configuration of teleprotection scheme (POTT/PUTT equivalent); time synchronization (GPS/PTP); redundancy configuration where feasible.	0,6
Preventive Maintenance Campaign (Year 1)	Drone inspection and thermography; replacement of hot-spot connectors and damaged insulators; tightening of fittings; targeted hardware replacement.	0,75
Vegetation & Right-of-Way Management	Clearing of critical spans; establishment of periodic trimming program; access road rehabilitation where required.	0,35
Critical Spare Parts & Asset Readiness	Procurement of insulators, connectors, surge arresters, emergency repair kits; establishment of minimum stock policy.	0,5
Monitoring & Performance Dashboard	Implementation of event analysis procedures; KPI tracking system; operator training and documentation update.	0,25
TOTAL ESTIMATED CAPEX		**2,9**

Expected Outcomes

Implementation of the complementary interventions is expected to deliver the following outcomes:

- Improved operational visibility of the 115 kV corridor, through enhanced event analysis procedures and performance monitoring tools.
- Higher reliability of protection and teleprotection systems, reducing fault clearing times and improving coordination between the Péligre and Nouveau Delmas substations.
- Reduced risk of line outages associated with vegetation encroachment and deteriorated hardware, through systematic right-of-way management and preventive maintenance.
- Improved maintenance readiness and faster response to contingencies, supported by the availability of critical spare parts and emergency repair kits.
- Lower operational costs over time, due to the transition toward structured preventive maintenance and improved asset condition monitoring.
- Better operational coordination between the 115 kV transmission corridor and the metropolitan 69 kV network, supporting stable power supply to the Port-au-Prince metropolitan area within the 2027–2037 planning horizon.

4.2. Reinforcement plan for 115 kV substations

Technical guidelines and rehabilitation proposals exist for the three strategic substations of the 115 kV Péligre–Port-au-Prince corridor, which form the backbone of the Haitian national grid.

A proposed technical rehabilitation plan, aligned with the criteria of the Ministry of Transport, Public Works and Communications (MTPTC), the Péligre–Port-au-Prince Interconnection Project, and the recommendations of the IIT-Comillas (2024–2025) and the World Bank (Haiti National Electrification Analysis), is detailed below.

Péligre Substation (54 MVA – 115/69 kV)

The Péligre substation constitutes the main transmission interface between Haiti's largest hydropower plant and the Port-au-Prince metropolitan load center through the Péligre–Nouveau Delmas 115 kV corridor. Although the transmission line was fully rehabilitated in 2019, several key components within the Péligre substation — particularly power transformers, protection systems, auxiliary equipment, and selected 115 kV switchyard elements — require rehabilitation or modernization to ensure reliable operation over the 2027–2037 planning horizon.

The proposed intervention program focuses on targeted rehabilitation and selective equipment replacement, prioritizing components with the highest operational risk while avoiding the need for full substation reconstruction. The plan combines transformer refurbishment, replacement of critical high-voltage equipment, modernization of protection systems, and rehabilitation of auxiliary infrastructure. These measures aim to restore firm transformation capacity, reduce forced outages, and improve coordination between the 115 kV transmission system and the downstream 69 kV metropolitan network.

The proposed investments also address several long-standing operational vulnerabilities within the substation, including aging electromechanical protection relays, degraded DC auxiliary systems, and insufficient grounding and surge protection arrangements. By implementing these targeted upgrades, the substation will achieve improved operational reliability, faster fault clearing, and enhanced safety conditions for both equipment and personnel.

The following table summarizes the proposed technical interventions, estimated investment requirements, and expected operational outcomes for the rehabilitation of the Péligre 115/69 kV substation.

Table 8 Péligre Substation (54 MVA – 115/69 kV) - Targeted Rehabilitation Plan

Category	Technical Description (Updated)	Estimated Budget (USD million)	Expected Outcome (Updated)
Power Transformers	Overhaul of the existing 115/69 kV transformer (oil treatment, bushing replacement, cooling system rehabilitation) and procurement of one additional 40 MVA unit for partial N-1 capability (instead of 2 units).	3,2	Restores firm capacity close to N-1 conditions while limiting capital expenditure; reduces forced outages at the main injection point.
Critical 115 kV Equipment	Replacement of the most deteriorated circuit breaker and disconnectors in the 115 kV bay; refurbishment of busbar connectors and surge arresters only where condition assessment indicates high failure risk.	1	Eliminates high-risk failure points and improves reliability of the 115 kV interface without full switchyard replacement.
69 kV Feeder Rehabilitation	Targeted breaker maintenance/replacement on main outgoing 69 kV feeders and insulation upgrade on critical spans inside the yard.	0,8	Reduces trip frequency and improves stability of energy transfer toward the 69 kV backbone.
Protection & Basic SCADA Upgrade	Replacement of obsolete electromechanical relays with digital protection relays for transformer and main feeders; integration to existing SCADA (no full telecom redesign).	0,9	Faster fault clearing, improved coordination with 69 kV network, and basic remote monitoring capability.
Auxiliary Systems (DC supply & batteries)	Replacement of battery bank and charger; rehabilitation of DC control circuits essential for breaker operation.	0,5	Ensures reliable tripping and closing operations during disturbances.
Grounding & Safety Improvements	Partial reinforcement of ground grid and installation of missing surge protection devices.	0,4	Improves operational safety and reduces lightning-related outages.
Engineering & Commissioning	Basic engineering review, testing, commissioning, and training.	0,6	Guarantees proper integration and safe energization of rehabilitated assets.
Total		**7,4**	**Expected loss reduction: 1.2 GWh/year**

Complementary rehabilitation of critical 115 kV equipment, modernization of protection systems, rehabilitation of auxiliary DC systems, and selective improvements in grounding and feeder equipment will further enhance substation reliability and operational safety. Together, these measures will reduce forced outages, improve coordination with the downstream 69 kV network, and strengthen the overall resilience of the Péligre–Port-au-Prince transmission corridor over the 2027–2037 planning horizon.

Estimated budget: USD 7.4 million
Expected loss reduction: 1.15 GWh/year

Delmas Nouveau Substation (40 MVA – 115/69 kV)

The Nouveau Delmas substation constitutes the main transmission–distribution interface for the Port-au-Prince metropolitan system, receiving power from the Péligre hydropower plant through the 115 kV transmission corridor and distributing it to the urban network through multiple 23 kV feeders. Due to its central role in supplying the capital and surrounding urban districts, the reliability and operational condition of this substation are critical for the stability of the national power system.

Several key components within the substation have experienced progressive deterioration over time, including aging protection systems, degraded switching equipment, and auxiliary DC supply systems. In addition, the existing transformation capacity has become increasingly constrained during peak demand periods, limiting operational flexibility and increasing the risk of overloads at the main metropolitan injection node.

The proposed intervention program therefore focuses on targeted rehabilitation and modernization of the substation, prioritizing components that directly affect system reliability and operational security. The plan includes overhaul of the existing power transformers and installation of an additional 40 MVA unit to restore firm transformation capacity, rehabilitation of critical 115 kV switchyard equipment, modernization of protection and control systems, and selective reinforcement of the 23 kV distribution interface.

Complementary upgrades to auxiliary systems, grounding infrastructure, and surge protection will further improve operational safety and ensure reliable breaker operation during system disturbances. Together, these measures will strengthen the operational performance of the metropolitan supply node, reduce forced outages, and improve coordination between the 115 kV transmission corridor and the downstream 23 kV urban distribution network.

The total estimated investment for the rehabilitation of the Nouveau Delmas substation is USD 7.8 million, with an expected reduction in technical losses of approximately 1.05 GWh per year, primarily due to improved transformer efficiency, reduced overload operation, and better protection coordination within the metropolitan network.

The following table summarizes the proposed technical interventions, estimated investment requirements, and expected operational outcomes for the rehabilitation of the Péligre 115/69 kV substation.

Table 9 DELMAS Substation (115/23 kV) – Targeted Rehabilitation Plan

Category	Updated Technical Description (Versión ajustada de verdad)	Updated Budget (USD million)	Expected Outcome
Power Transformers	Overhaul of existing 115/23 kV transformer units (oil treatment, cooling system rehabilitation, bushing replacement, OLTC servicing) and installation of one additional 40 MVA unit to improve firm capacity and load sharing capability.	3	Restores firm transformation capacity at the main metropolitan injection node and reduces overload risk under peak demand conditions.
115 kV Switchyard Rehabilitation	Replacement of deteriorated 115 kV breaker(s), refurbishment of disconnectors, surge arresters and busbar connectors; selective insulation upgrades based on condition assessment.	1,1	Improves reliability of the incoming transmission interface from Péligre and reduces forced outages affecting the metropolitan area.
23 kV Distribution Interface Upgrade	Rehabilitation of critical 23 kV outgoing feeder breakers and bus sections; replacement of obsolete protection devices; partial reconfiguration to reduce single points of failure.	1,2	Enhances stability and reliability of supply to the urban distribution network and reduces feeder trip frequency.
Protection & Control Modernization	Replacement of obsolete electromechanical relays with digital transformer and feeder protection relays; coordination review between 115 kV and 23 kV systems; integration with existing SCADA.	0,9	Faster fault clearing, improved selectivity, and reduced cascading outage risk within the metropolitan grid.
Auxiliary Systems (DC, Batteries, Control Circuits)	Replacement of station battery bank and charger; rehabilitation of DC panels and essential control wiring.	0,5	Ensures dependable breaker operation and system response during disturbances.
Grounding & Surge Protection Improvements	Ground grid testing and reinforcement; installation of missing surge protection devices at 23 kV feeders.	0,4	Reduces equipment damage risk and improves operational safety.
Engineering, Testing & Commissioning	Detailed technical review, installation supervision, system testing, commissioning, and operator training.	0,7	Ensures proper integration and safe energization of rehabilitated assets.
TOTAL UPDATED COST		**7,8**	**Expected Loss Reduction: 1.05 GWh/year**

These measures will improve coordination between the 115 kV transmission corridor and the downstream metropolitan distribution system, reducing forced outages and strengthening the resilience of electricity supply to the Port-au-Prince area over the 2027–2037 planning horizon.

Estimated budget: USD 7.8 million
Expected loss reduction: approximately 0.95 GWh/year

Summary of the intervention in 115kV substations

The following table summarizes the proposed rehabilitation program for Haiti's two existing 115 kV substations, Péligre and Nouveau Delmas, which together constitute the core nodes of the country's main transmission corridor supplying the Port-au-Prince metropolitan area. The program focuses on restoring and expanding transformation capacity through the

overhaul of existing transformers and the installation of one additional 40 MVA unit at each substation, combined with targeted rehabilitation of critical equipment and protection systems.

As a result of these interventions, the total installed transformation capacity at the 115 kV level would increase from 109 MVA to approximately 189 MVA, representing a net increase of 80 MVA in firm capacity. This reinforcement will significantly improve the ability of the transmission system to accommodate peak demand and support the reinforced metropolitan 69 kV and 23 kV networks.

The total estimated investment required for the rehabilitation of both substations is USD 15.2 million, with the Péligre substation accounting for USD 7.4 million and Nouveau Delmas for USD 7.8 million. Beyond the increase in transformation capacity, the proposed upgrades are expected to reduce technical losses by approximately 2.1 GWh per year, mainly through improved transformer efficiency, better load sharing between units, and enhanced protection coordination within the transmission–distribution interface.

T

Table 10 Summary Table – 115 kV Substation Rehabilitation Program

Substation	Current installed capacity [MVA]	Future Installed Capacity [MVA]	Capacity Increase [MVA]	Estimated Budget (USD million)	Estimated Loss Reduction (GWh/year)
Péligre	54	94	40	7,4	1,15
Delmas Nouveau	55	95	40	7,8	0,95
TOTAL	**109**	**189**	**80**	**15,2**	**2,1**

Together, these interventions will strengthen the operational reliability of the Péligre–Port-au-Prince 115 kV corridor, reduce the risk of forced outages at the main metropolitan supply nodes, and provide a more robust foundation for the expansion and modernization of the downstream distribution networks over the 2027–2037 planning horizon.

4.3. Reinforcement Plan for 69 kV Substations

The reliability of the Port-au-Prince metropolitan electricity system depends largely on the performance of the 69 kV sub-transmission network and its associated substations, which distribute power from the 115 kV transmission corridor toward urban distribution feeders operating primarily at 13.2 kV. Many of these substations were installed several decades ago and have experienced progressive deterioration of transformers, switchgear, protection systems, and auxiliary infrastructure. As a result, the system currently faces limited operational flexibility, frequent equipment failures, and supply interruptions affecting several areas of the metropolitan network.

To address these constraints, a comprehensive rehabilitation program has been designed for the main 69 kV substations serving the metropolitan grid. The proposed plan focuses on

transformer replacement or uprating, modernization of medium-voltage switchgear, reinforcement of feeder capacity, and upgrades to protection and SCADA systems. Additional improvements include grounding reinforcement, surge protection upgrades, civil works to improve structural resilience, and the installation of reactive compensation equipment in selected substations to enhance voltage stability.

The program prioritizes substations with the highest operational impact on the metropolitan supply system. Facilities such as Ancien Delmas, Varreux, Carrefour-Feuilles, and Martissant have been classified as Very High priority, reflecting their critical role in supplying densely populated urban areas and major load centers. Other substations, including Tabarre, Croix-des-Missions, and Toussaint Brave, are considered High priority, while Croix-des-Bouquets, Canapé-Vert, and Rivière-Froide are scheduled for medium-term modernization and reliability improvements.

Overall, the proposed rehabilitation program requires an estimated investment of USD 85.55 million and would provide approximately 155 MVA of additional transformation capacity within the metropolitan network. This reinforcement will significantly improve the ability of the 69 kV system to accommodate load growth, reduce transformer overloading, and strengthen the reliability of electricity supply to the Port-au-Prince metropolitan area.

The intervention strategy is structured around three complementary pillars that address the main technical and operational constraints affecting the metropolitan network.

Technical reliability and capacity reinforcement

The program prioritizes the installation of new power transformers in selected substations, often in dual configurations such as 2 × 25 MVA, 2 × 30 MVA, or 2 × 40 MVA, together with the expansion of 13.2 kV switchgear and the addition of new medium-voltage feeders. These upgrades will relieve existing transformer overloads, increase firm transformation capacity, and improve voltage stability across the metropolitan grid. Targeted rehabilitation of breakers, busbars, and feeder equipment will also reduce forced outages and improve operational flexibility.

Operational modernization and system monitoring

This pillar focuses on upgrading protection and control systems through the deployment of modern digital relays, improving SCADA integration for real-time monitoring, and enhanced coordination between the 69 kV substations and downstream distribution feeders. These improvements will increase system visibility, facilitate remote supervision of key assets, and allow faster response to contingencies and faults.

Infrastructure resilience and civil upgrades

The third pillar addresses structural and environmental vulnerabilities affecting several substations. Planned works include reinforcement of transformer foundations, installation of oil containment systems, drainage improvements, grounding upgrades, anti-corrosion treatment of metallic structures, and selective security enhancements. These measures will

strengthen the resilience of the substations to extreme weather conditions and long-term operational stresses typical of Caribbean power systems.

Implementation of the program will be carried out in phases, prioritizing substations with the highest operational impact and structural constraints, particularly Varreux, Ancien Delmas, Carrefour-Feuilles, Martissant, and Tabarre, followed by upgrades in Croix-des-Missions, Toussaint Brave, Canapé-Vert, Rivière-Froide, and Croix-des-Bouquets.

Table 11 69 kV Substations Rehabilitation Plan – Port-au-Prince Metropolitan Grid

Substation	Main Technical Actions	Estimated Budget (USD million)	Priority	Additional capacity [MVA]
Tabarre (40 MVA)	Installation of two 30 MVA transformers, expansion of 69/13.2 kV switchgear, 8–10 MV feeders added, SCADA modernization, grounding and lightning upgrades, civil works for new transformer pads and oil containment.	10,85	High	20
Ancien Delmas (25 MVA)	Replacement of existing 25 MVA with one 40–50 MVA transformer (or 2×25 MVA), complete renewal of 13.2 kV switchgear, new vacuum breakers, feeder reinforcement, full SCADA digitalization.	9,65	Very High	25
Varreux (40 MVA)	Installation of two 40 MVA transformers, expansion of MV feeders, differential/REF protection, digital relays, SCADA integration, anticorrosive treatment, drainage and civil upgrades.	12,15	Very High	40
Croix-des-Bouquets (25 MVA)	Modernization of MV switchgear and protection, renewal of insulators & arresters, SCADA integration, preparation for future 2nd transformer (foundations + bus-tie).	5,5	Medium	0
Croix-des-Missions (20 MVA)	Uprate transformer to 30 MVA; reinforce 69 kV yard/line interface; expand 13.2 kV switchgear; modernize protection + SCADA; harden aux/DC/grounding; targeted civil works	8,7	High	10
Carrefour-Feuilles (20 MVA)	Full reinforcement with two 25 MVA transformers, 10–12 MV feeders, reactive compensation, reconfiguration of urban feeders, SCADA and protection upgrade, civil rehabilitation.	10,5	Very High	30
Canapé-Vert (25 MVA)	Modernization of MV switchgear & cabling, installation of capacitor banks, tele-protection and SCADA upgrade, improvement of local reliability.	6	Medium–High	0
Toussaint Brave (20 MVA)	Replacement of 25 MVA transformer, expansion of 13.2 kV switchgear capacity, protection and SCADA modernization, and structural reinforcement works.	6,95	High	0
Martissant (20 MVA)	Installation of two 20–25 MVA transformers, switchgear renewal, STATCOM/capacitor banks, reconductoring of overloaded feeders (Fontamara–Carrefour), digital relays, structural drainage/security upgrades.	9,75	Very High	30
Rivière-Froide (15 MVA)	Replacement of 15 MVA transformer, expansion of 13.2 kV switchgear, protection/SCADA upgrade, and civil resilience works.	5,5	Medium–High	0
TOTAL		**85,55**		**155**

Once implemented, the rehabilitation program is expected to:

- Increase available transformation capacity within the metropolitan 69 kV network by approximately 155 MVA, significantly reducing transformer overloading.
- Improve operational reliability and reduce the frequency of feeder outages affecting the Port-au-Prince urban distribution system.
- Strengthen voltage stability and operational coordination between the 115 kV transmission corridor and the metropolitan distribution network.

- Provide a more robust and modernized sub-transmission platform capable of supporting future load growth and gradual modernization of the Haitian power system over the 2027–2037 planning horizon.

The rehabilitation of the metropolitan 69 kV substations represents a critical step in restoring the reliability and operational capacity of the Port-au-Prince electricity system. By reinforcing transformation capacity, modernizing protection and control systems, and improving the resilience of key infrastructure, the program will significantly strengthen the sub-transmission backbone that supports urban electricity supply. Together with the modernization of the 115 kV corridor and the rehabilitation of the Péligre and Nouveau Delmas substations, these interventions form an integrated strategy to stabilize and modernize the metropolitan grid over the 2027–2037 planning horizon.

4.3.1. Technical justification

1 Tabarre Substation (25 MVA)

The Tabarre substation (69/13.2 kV, 25 MVA) is part of the Port-au-Prince metropolitan ring and serves as an interconnection point between the Delmas–Varreux–Croix-des-Bouquets lines. Although its level of deterioration is less than that of other substations such as Delmas, Varreux, or Carrefour-Feuilles, its rehabilitation, while less extensive, is essential to guarantee safe operation and reduce losses in the 69 kV system.

The Tabarre substation is operational and in relatively better condition compared to other nodes. It was partially modernized between 2017 and 2019, with the replacement of control panels and partial automation.

Outstanding rehabilitation needs:

- Replacement of old 69 kV circuit breakers and insulators.
- Modernization of the SCADA interface for its full integration into the metropolitan control center.
- Upgrading the grounding grid and coordinating protection measures with Varreux and Delmas.
- Minor civil works (refurbishment of oil storage pits, drainage improvements, and fencing).

Table 12 Tabarre Substation Rehabilitation Plan

Component	Technical Description	Estimated Cost (USD)
Main Power Transformers – 2 × 30 MVA (115/69/13.2 kV)	Upgrade of the existing 40 MVA transformation capacity by installing two ONAN/ONAF transformers (2 × 30 MVA) in N-1 configuration. Includes on-load tap changers, full differential/REF protection, transformer monitoring (temperature, gas, and overload), and provision for future parallel operation with the 115 kV backbone.	$ 4.200.000
69/13.2 kV Switchgear and Busbars	Renewal and expansion of 69 kV and 13.2 kV switchgear with 8–10 outgoing MV feeders, bus-tie breakers, and a double-busbar arrangement to enable load transfer between feeders and improved operational flexibility.	$ 1.300.000
Feeder Reconfiguration and Capacity Upgrade (13.2 kV)	Reinforcement and partial reconfiguration of the most loaded Tabarre–Delmas feeders, including reconductoring with larger-section cables, replacement of aged poles, and creation of alternative supply paths to reduce overloads and improve voltage profiles.	$ 900.000
Reactive Power Compensation (13.2 kV)	Installation of capacitor banks at the substation and along selected feeders to improve power factor, support voltage at the ends of the Tabarre–Delmas corridor, and increase the effective loading capability of transformers and lines.	$ 550.000
Digital Control, Protection, and SCADA Integration	Modernization with numerical relays for all bays, bay control units, redundant communication channels, and full integration into the metropolitan SCADA system, including remote switching and real-time load monitoring.	$ 850.000
Grounding, Lighting, and Auxiliary Systems	Upgrade of grounding grid and lightning protection, improvement of auxiliary AC/DC systems, substation lighting, and drainage improvements to mitigate flood risk.	$ 450.000
Civil and Structural Works	Expansion and reinforcement of transformer pads for two 30 MVA units, new oil containment pits, seismic-resistant structures, cable trenches, access roads, and perimeter security fencing.	$ 1.200.000
Engineering, Supervision, Testing & Contingencies	Detailed engineering studies, environmental and social management, procurement support, logistics, site supervision, factory and site acceptance tests, commissioning, and contingency allowances for unforeseen works.	$ 1.400.000
Total Estimated Budget		**$ 10.850.000**

Given the strategic role of Tabarre as a 115/69/13.2 kV node supplying the Tabarre–Delmas corridor and the airport area, the rehabilitation and reinforcement plan increases firm transformation capacity to 2 × 30 MVA, expands medium-voltage feeder capability, and strengthens reactive support and SCADA integration. These measures provide adequate margin for current and future demand growth, improve operational flexibility, and enhance the reliability of the metropolitan transmission and distribution system.

The expected benefits are a reduction in partial feeder losses (approximately 0.95 GWh/year) and increased switching reliability across the entire 69 kV circuit.

2 Delmas Substation (25MVA)

Delmas supplies the highest-load urban circuits of the metropolitan system and acts as an intermediate node between Tabarre and Varreux.

Justification:

- Equipment age: The existing transformers and switchgear are over 30 years old, with low thermal efficiency and outdated protection systems.
- Complex urban environment: The work requires logistical coordination, transport of heavy equipment, and temporary reconfiguration of operating circuits.
- Resilience approach: The modernization includes structural reinforcement and improvements to withstand intense hydrometeorological events, in accordance with IEEE 693 and IEC 60076 standards.

Table 13 Delmas Substation Rehabilitation Plan

Component	Technical Description	Estimated Cost (USD)
Main Power Transformers – 40 MVA (or 2×25 MVA) 69/13.2 kV	Upgrade from 25 MVA to 40 MVA, or installation of two 25 MVA units (N-1). Includes OLTC, full differential protection, transformer monitoring, and overload-management systems.	$ 3.800.000
13.2 kV Switchgear and Busbars	Expansion of MV switchgear with 8–10 feeders, new metal-clad panels, bus-tie breakers, and double-busbar readiness.	$ 1.150.000
Reactive Power Compensation (13.2 kV)	Installation of capacitor banks or STATCOM for voltage support and reduction of transformer loading under peak demand.	$ 600.000
Digital Control and Protection (IED/SCADA)	Full digitalization, redundancy in relays, optical fiber links, feeder load monitoring, and transformer overload prediction.	$ 900.000
Grounding, Lighting, Environmental Systems	Upgraded grounding grid, lightning protection, drainage for flood areas, and auxiliary power upgrades.	$ 450.000
Civil and Structural Works (Platform Expansion)	Civil reinforcement and expansion to accommodate a second transformer, new cable trenches, oil retention pits, seismic upgrades, and improved access.	$ 1.300.000
Engineering, Supervision, Testing & Contingencies	Detailed design, ESMP implementation, procurement, logistics, on-site supervision, testing, commissioning, and contingencies.	$ 1.450.000
Total Estimated Budget		**$ 9.650.000**

The total estimated cost of $9,65 million reflects not only the replacement of obsolete equipment but also increment the capacity, compliance with resilience and reliability criteria, ensuring operational continuity under Haiti's seismic and climatic conditions (e.g., exposure to hurricanes and high humidity).

Given the persistent overload condition of the Delmas substation and the high-density load profile of the Delmas corridor, the rehabilitation plan includes additional transformation capacity (40 MVA or 2×25 MVA), expanded 13.2 kV feeder capability, and dedicated reactive compensation. These measures increase firm capacity, improve voltage performance, and ensure reliable supply under peak demand and contingency conditions.

The modernization of this substation will also reduce technical losses by approximately 1.2 GWh/year.

3 Varreux Substation (40 MVA)

The Varreux substation is the most important node in the Port-au-Prince metropolitan ring, supplying key industrial zones, port facilities, and the national fuel terminal.

Justification:

- Obsolete equipment: The 69 kV transformer and feeder date back to the 1980s, with limited redundancy and outdated protection relays.
- Load growth: Current load factors exceed 80% of nominal capacity during peak hours; new 40 MVA equipment ensures capacity for industrial expansion.
- Resilience measures: Reinforced design according to IEEE 693 (seismic) and IEEE 980 (substation fire protection) standards, with additional drainage and oil spill containment in accordance with NFPA 850.

Table 14 Verreaux Substation Rehabilitation Plan

Component	Technical Description	Estimated Cost (USD)
Main Power Transformers – 2 × 40 MVA (69/13.2 kV)	Replacement of the existing unit with two new ONAN/ONAF transformers (2 × 40 MVA), on-load tap changers, full differential/REF protection, and transformer monitoring systems.	$ 5.800.000
13.2 kV Switchgear and Busbars	Expansion and replacement of metal-clad switchgear, 10–12 outgoing feeders, double-busbar scheme, and bus-tie breakers for load transfer and N-1 operation.	$ 1.400.000
Reactive Power Compensation and Load Management	Installation of 13.2 kV capacitor banks and/or STATCOM modules to improve power factor, support voltage levels, and increase effective transformer capacity under peak load.	$ 800.000
Control, Protection, and Automation (SCADA/IED)	Full digitalization with redundant protection relays, transformer overload supervision, IEC-61850-based bay control units, and fiber-optic links for inter-substation coordination and remote control.	$ 950.000
Grounding, Lighting, and Auxiliary Systems	Upgraded grounding mesh, surge arresters, AC/DC auxiliary supplies, substation lighting, and automatic drainage for flood-prone areas.	$ 500.000
Civil and Structural Works	Platform enlargement for two transformers, new oil containment pits, cable trenches, access roads, perimeter fencing, and seismic-resistant foundations.	$ 1.200.000
Engineering, Supervision, Testing & Contingencies	Studies, detailed design, environmental and social management, logistics, commissioning, and technical reserve for price escalation and unforeseen works.	$ 1.500.000
Total Estimated Budget		**$ 12.150.000**

Given the critical overload condition of Varreux substation and its strategic role in supplying the industrial and port areas of Port-au-Prince, the rehabilitation plan includes a second 40 MVA transformer (N-1 configuration), additional 13.2 kV feeders, and dedicated reactive power compensation. These measures increase the firm transformation capacity from 40 MVA to 80 MVA, improve reliability under contingency conditions, and provide sufficient capacity to accommodate current and projected demand in the Varreux–Cité Soleil corridor.

The $12.15 million rehabilitation budget for the 69/13.2 kV (40+40 MVA) Varreux substation includes a new transformer, reactive power compensation, modern protection measures, seismic resistance, and environmental safety.

This investment is crucial for restoring a reliable supply to the Port-au-Prince industrial-port corridor, reducing technical losses in the grid by approximately 1.4 GWh/year, and supporting the integration of new customers.

4 Croix-des-Bouquets Substation (25 MVA)

The substation acts as the eastern supply node of the Port-au-Prince 69 kV ring, feeding urban and semi-rural areas.

Justification:

- Equipment condition: The existing transformer (installed around 1986) exhibits insulation degradation and obsolete electromechanical relays.

- System reliability: Frequent service interruptions (4 to 6 per month) are due to control and busbar failures; modernization would reduce losses and interruptions.
- Resilience measures: The new design includes seismic reinforcement (IEEE 693), flood protection, and SF_6 gas-insulated medium-voltage switchgear in accordance with IEC 62271.

Table 15 Croix-des-Bouquets Substation Rehabilitation Plan

Component	Technical Description	Estimated Cost (USD)
Main Power Transformer – 25 MVA (69/13.2 kV)	Replacement with ONAN/ONAF unit, digital temperature control, and Buchholz relay protection.	$ 2.300.000
Medium-Voltage Switchgear and Busbars (13.2 kV)	Renewal of metal-clad switchgear panels (6 feeders), new copper busbars, and SF_6 circuit breakers.	$ 850.000
Protection and SCADA Integration	Installation of microprocessor-based relays, fault recorders, and fiber-optic connection to the Varreux control center.	$ 650.000
Grounding and Auxiliary Systems	Reinforcement of grounding grid, lightning arresters, and upgraded DC battery bank.	$ 350.000
Civil and Structural Works	Rehabilitation of control building, transformer plinth, drainage, and perimeter fencing.	$ 600.000
Engineering, Supervision, Testing & Contingencies	Design studies, site supervision, insurance, and reserve.	$ 750.000
Total Estimated Budget		**$ 5.500.000**

The rehabilitation of the 69/13.2 kV Croix-des-Bouquets substation, with a budget of between $5.5 and $6 million, will allow full integration into the 69 kV metropolitan circuit, reduce technical losses by more than 0.85 GWh/year and ensure compliance with modern protection, safety and communication standards, essential for the future automation of the network.

5 Croix-des-Missions Substation (20 MVA)

The Croix-des-Missions substation is a key node of the Port-au-Prince metropolitan 69 kV network, serving as an important interface between the sub-transmission corridor and several rapidly growing urban and peri-urban load centers in the northeastern sector of the capital. Due to increasing demand, aging equipment, and the strategic role of the facility within the metropolitan grid, the existing infrastructure requires reinforcement to ensure adequate transformation capacity, operational flexibility, and reliability of supply.

To address these challenges, a comprehensive rehabilitation program has been proposed focusing on the installation of a higher-capacity 30 MVA transformer, reinforcement of the 69 kV yard and line interface, expansion of the 13.2 kV switchgear to accommodate additional feeders, and the modernization of protection, automation, and SCADA systems. The intervention also includes upgrades to auxiliary power systems, grounding and lightning

protection improvements, and targeted civil and structural works to strengthen the resilience and operational safety of the facility.

The following table summarizes the main technical components of the proposed rehabilitation plan for the Croix-des-Missions substation, together with the estimated investment required for their implementation.

Table 16 Croix-des-Missions Substation Rehabilitation Plan

Component	Technical Description	Estimated Cost (USD)
Power Transformer Reinforcement – 30 MVA (69/13.2 kV)	Installation of a new 30 MVA ONAN/ONAF transformer with OLTC, upgraded cooling, surge protection, monitoring ports and grounding system.	$ 2.800.000
69 kV Yard Reinforcement & Line Interface Upgrade	Reconfiguration of the 69 kV yard for double line entry, replacement of obsolete equipment, busbar reinforcement and provision for a future transformer bay.	$ 1.200.000
13.2 kV Switchgear Expansion (Urban Growth Ready)	Installation of arc-resistant switchgear for 8 feeders with dual-bus sectionalization and upgraded metering and cable interfaces.	$ 1.150.000
Protection, Automation & SCADA Integration	Implementation of numerical protection systems and SCADA integration with the metropolitan control center.	$ 950.000
Auxiliary Systems Hardening (DC/AC/Telecom)	Installation of redundant DC supply, UPS systems, telecom interfaces and control surge protection.	$ 450.000
Grounding & Lightning Protection Upgrade	Expansion of grounding grid and surge protection systems to comply with fault and safety criteria.	$ 400.000
Civil & Structural Reinforcement	Reinforcement of equipment foundations, yard platform, drainage, oil containment and security infrastructure.	$ 900.000
Engineering, Supervision, Testing & Contingencies	Detailed engineering, procurement support, construction supervision, testing, commissioning and contingency reserve.	$ 850.000
Total Estimated Budget		**$ 8.700.000**

The rehabilitation plan for the Croix-des-Missions 69/13.2 kV substation is justified by the need to reinforce a strategic node supplying the northeastern sector of the Port-au-Prince metropolitan area while accommodating projected load growth along the metropolitan sub-transmission corridor. The proposed upgrades, with an estimated investment of USD 8.7 million, will increase transformation capacity, improve feeder operational flexibility, and

strengthen protection and control coordination between the 69 kV sub-transmission network and the downstream 13.2 kV distribution system. In addition, the reinforcement of the 69 kV yard and associated infrastructure will enhance corridor reliability and prepare the facility for future expansion. The intervention is also expected to reduce technical losses by approximately 1.2 GWh per year, contributing to improved operational efficiency and a more reliable electricity supply for the rapidly growing urban areas served by the Croix-des-Missions substation.

6 Carrefour-Feuilles Substation (20 MVA)

The Carrefour-Feuilles substation supplies power to central and southern Port-au-Prince, feeding large low-voltage substations and small commercial customers.

Justification:

- Equipment condition: The current 20 MVA transformer exhibits significant thermal stress and partial discharge activity; the switching equipment is over 30 years old.
- Reliability improvement: Replacement and automation are expected to reduce the frequency of local power outages by 40% and minimize load shedding in the southern feed corridor.
- Resilience measures: The new design complies with IEEE 693 seismic standards and NFPA 70 grounding and fire protection codes, ensuring structural stability in Haiti's seismic and hurricane-prone environment.

Table 17 Carrefour-Feuilles Substation Rehabilitation Plan

Component	Technical Description	Estimated Cost (USD)
Main Power Transformers – 2 × 25 MVA (69/13.2 kV)	Installation of two 25 MVA transformers in N-1 configuration with OLTC, differential/REF protection and online monitoring systems.	$ 3.600.000
13.2 kV Switchgear and Busbars	Expansion of indoor metal-clad switchgear with 10–12 feeders, bus-tie breakers and double-busbar configuration.	$ 1.200.000
Urban Medium-Voltage Feeders and Cable Upgrades	Reinforcement and reconfiguration of critical 13.2 kV feeders and cables to reduce overloads in central Port-au-Prince.	$ 1.100.000
Reactive Power Compensation (13.2 kV)	Installation of 13.2 kV capacitor banks to improve power factor and voltage support in the downtown area.	$ 650.000
Digital Control, Protection, and Automation (IED/SCADA)	Implementation of digital protection systems and SCADA integration with fiber-optic communication links.	$ 900.000
Grounding, Lighting, and Auxiliary Systems	Upgrade of grounding grid, surge protection, auxiliary AC/DC systems and drainage infrastructure.	$ 450.000
Civil Works and Structural Reinforcement	Reinforcement of transformer platforms, oil containment systems, cable trenches, access and perimeter security.	$ 1.200.000
Engineering, Supervision, Testing & Contingencies	Detailed engineering, environmental management, procurement support, construction supervision, testing and contingencies.	$ 1.400.000
Total Estimated Budget		**$ 10.500.000**

This rehabilitation, with a budget of USD 10.5 million, will allow integration with the 69 kV metropolitan ring, reduce technical losses by approximately 1.1 GWh/year, improve the quality of service for approximately 45,000 end users, and strengthen the resilience of the system to power outages and extreme weather events.

Given the high and recurrent overload of the Carrefour-Feuilles substation and its central role in supplying downtown Port-au-Prince, the rehabilitation plan includes an increase in firm transformation capacity (2 × 25 MVA), an expansion of medium-voltage feeders, and targeted urban feeder and voltage-support reinforcements. These measures address structural overloading, improve voltage performance in the central corridor, and ensure N-1 operational security under peak demand conditions.

7 Canapé-Vert Substation (25 MVA)

The Canapé-Vert substation supplies power to critical circuits in the central-eastern area of Port-au-Prince, serving a high density of residential and institutional loads (schools, hospitals, government offices).

Justification:

- Condition assessment: The equipment dates back to the 1980s; the existing transformer has exceeded its rated load during peak demand and exhibits a decrease in the oil's dielectric strength.
- Reliability and efficiency: The replacement will improve voltage regulation, reduce energy losses by approximately 0.9 GWh/year, and optimize load transfer capacity between Carrefour-Feuilles and Tabarre.
- Resilience measures: Given its hillside location, new retaining walls and drainage structures are included, in accordance with IEEE 693 (seismic), IEC 60076 (standards for transformers), and NFPA 850 (fire protection of substations).

Table 18 Canapé-Vert Substation Rehabilitation Plan

Component	Technical Description	Estimated Cost (USD)
Main Power Transformer – 25 MVA (69/13.2 kV)	Replacement with a new ONAN/ONAF transformer equipped with temperature sensors, Buchholz relay, and online diagnostics.	$ 2.100.000
13.2 kV Switchgear and Busbars	Installation of modular SF_6 switchgear with double bus arrangement and five outgoing feeders.	$ 850.000
Protection and Control (SCADA/IED)	Deployment of digital protection relays, remote monitoring, event recorders, and fiber communication to the Delmas control center.	$ 700.000
Grounding, Lightning, and Auxiliary Systems	Reinforcement of the grounding grid, replacement of arresters, and modernization of the DC system.	$ 350.000
Civil and Structural Works	Construction of a new control building, foundation upgrades, retaining walls, drainage, and anti-noise barriers.	$ 900.000
Engineering, Supervision, Testing & Contingencies	Detailed design, construction management, commissioning, logistics, and reserve allowance.	$ 1.100.000
Total Estimated Budget		**$ 6.000.000**

The proposed investment of between $5.8 and $6.2 million for the 69/13.2 kV (25 MVA) Canapé-Vert substation will increase service reliability for more than 40,000 customers, reduce technical losses by 0.95 GWh/year, and ensure compliance with modern protection, automation, and environmental safety standards, thus supporting the strategic rehabilitation of the Port-au-Prince metropolitan network.

8 Toussaint Brave Substation (20 MVA)

The Toussaint Brave substation plays an important role in supplying electricity to several urban districts within the Port-au-Prince metropolitan area through the 69 kV sub-transmission network and its associated 13.2 kV distribution feeders. Over time, key components of the facility including the power transformer, medium-voltage switchgear, protection systems, and auxiliary infrastructure, have experienced progressive deterioration and capacity limitations, affecting operational reliability and increasing the risk of supply interruptions.

To address these constraints, a targeted rehabilitation program has been designed focusing on transformer reinforcement, modernization of the 13.2 kV switchgear and feeder bays, upgrades to protection and SCADA systems, and strengthening of auxiliary and grounding infrastructure. The intervention also includes civil and structural improvements aimed at enhancing the resilience of the substation to environmental and operational stresses typical of hillside installations within the metropolitan area. Together, these measures will improve operational reliability, increase feeder flexibility, and strengthen coordination between the 69 kV sub-transmission network and the urban distribution system.

The following table summarizes the main technical components of the proposed rehabilitation plan for the Toussaint Brave substation, together with the estimated investment required for their implementation.

Table 19 Toussaint Brave Substation Rehabilitation Plan

Component	Technical Description	Estimated Cost (USD)
Power Transformer Reinforcement – 25 MVA (69/13.2 kV)	Installation of a 25 MVA transformer with OLTC, upgraded surge protection, online monitoring and improved grounding system.	$ 2.450.000
13.2 kV Feeder Reinforcement (Switchgear + New Feeder Bays)	Replacement of 13.2 kV switchgear with arc-resistant panels for 8 feeders and sectionalized bus for improved operational flexibility.	$ 1.150.000
Protection, Control & SCADA (Urban reliability package)	Implementation of modern protection schemes and SCADA integration with the Delmas control center.	$ 1.050.000
Auxiliary Services Hardening (DC + AC + Communications)	Installation of redundant 125 VDC system, UPS, telecom interfaces and surge protection for control systems.	$ 450.000
Grounding & Lightning/Surge Reinforcement	Upgrade of grounding grid, surge arresters and lightning protection systems.	$ 350.000
Civil & Structural Reinforcement (Hillside resilience)	Reinforcement of retaining structures, drainage systems, equipment foundations and site security.	$ 850.000
Engineering, Supervision, Testing & Contingencies	Detailed engineering, procurement support, construction supervision, commissioning and contingency reserve.	$ 650.000
Total Estimated Budget		**$ 6.950.000**

The rehabilitation plan for the Toussaint Brave 69/13.2 kV substation is justified by the need to reinforce a key node of the metropolitan distribution interface that supplies several densely populated urban districts of Port-au-Prince. The proposed upgrades will address aging equipment, limited feeder flexibility, and operational constraints that currently affect the reliability of electricity supply in this part of the metropolitan network.

Once implemented, the modernization program will improve transformer reliability, enhance feeder operational flexibility, and strengthen protection and control coordination between the 69 kV sub-transmission system and the downstream 13.2 kV distribution network. These measures will reduce outage frequency, improve voltage stability under peak demand conditions, and contribute to a more resilient and reliable electricity supply for the urban areas served by the Toussaint Brave substation.

9 Martissant Substation (20 MVA)

The Martissant substation supplies the southern corridor of Port-au-Prince, including densely populated residential areas and key transportation infrastructure.

Justification:

- Current state: The existing equipment, over 35 years old, exhibits a high failure rate and insulation deterioration.
- System impact: The upgrade will improve voltage stability, reduce technical losses by approximately 0.7 GWh/year, and increase service reliability for nearly 40,000 customers.
- Resilience and safety: Located in a landslide-prone area, the design includes improved containment structures, drainage, and flood protection, complying with IEEE 693 (High Seismic Performance) and NFPA 70 standards.

Table 20 Martissant Substation Rehabilitation Plan

Component	Technical Description	Estimated Cost (USD)
Main Power Transformers – 2 × 20–25 MVA (69/13.2 kV)	Installation of two 20–25 MVA transformers in N-1 configuration with OLTC, differential/REF protection and online monitoring.	$ 3.200.000
13.2 kV Switchgear and Busbars	Renewal and expansion of MV switchgear with 8–10 feeders, bus-tie breakers and upgraded protection panels.	$ 1.050.000
Urban Feeder Reinforcement (13.2 kV)	Reinforcement and reconductoring of overloaded 13.2 kV urban feeders in the Martissant–Fontamara–Carrefour corridor.	$ 1.100.000
Reactive Power Compensation (13.2 kV)	Installation of capacitor banks or STATCOM units for voltage support and improved loading capacity.	$ 600.000
Digital Control, Protection, and SCADA Integration	Implementation of numerical protection systems, feeder monitoring and SCADA integration with fiber communications.	$ 850.000
Grounding, Lighting, and Auxiliary Systems	Upgrade of grounding grid, lightning protection, auxiliary AC/DC systems and drainage infrastructure.	$ 450.000
Civil Works and Structural Reinforcement	Reinforcement of transformer foundations, oil containment systems, cable trenches and site security infrastructure.	$ 1.150.000
Engineering, Supervision, Testing & Contingencies	Detailed engineering, ESMP implementation, procurement support, supervision, commissioning and contingencies.	$ 1.350.000
Total Estimated Budget		**$ 9.750.000**

The $9.75 million investment in the 69/13.2 kV (20 MVA) Martissant substation is justified by the urgent need to increase capacity and reinforce a critical node in the southern part of the metropolitan grid.

The Martissant substation supplies one of the most densely populated and operationally vulnerable corridors of Port-au-Prince. Because of recurrent overloads and critical voltage drops, the rehabilitation plan includes dual 20–25 MVA transformers (N-1 capability), expansion of medium-voltage feeders, urban feeder reinforcement, and voltage-support equipment. These upgrades increase firm transformation capacity, improve service continuity, and mitigate structural overload in the Martissant–Fontamara–Carrefour corridor.The upgrade will improve grid reliability, reduce energy losses by 1 GWh/year, and strengthen climate resilience, in line with the Port-au-Prince Metropolitan Grid Rehabilitation Plan.

10 Rivière-Froide (15 MVA)

The Rivière-Froide substation plays a strategic role in supplying electricity to the southern districts of the Port-au-Prince metropolitan area through the 69 kV sub-transmission network and its associated 13.2 kV distribution feeders. Due to its location in a flood-prone and geotechnically sensitive area, as well as the age of several key components, the facility has become increasingly vulnerable to operational disruptions, equipment degradation, and environmental stresses.

To address these challenges, a targeted rehabilitation program has been developed focusing on the replacement of the aging 15 MVA transformer, modernization of the medium-voltage switchgear and feeder infrastructure, and the deployment of modern protection, control, and SCADA systems. The intervention also includes reinforcement of auxiliary services, grounding and surge protection upgrades, and civil works aimed at improving the resilience of the site to flooding, slope instability, and extreme weather events. These measures are intended to enhance the reliability and operational flexibility of the substation while strengthening its integration within the metropolitan 69 kV network.

The following table summarizes the main technical components of the proposed rehabilitation plan for the Rivière-Froide substation and the estimated investment required for their implementation.

Table 21 Rivière-Froide Substation Rehabilitation Plan

Component	Technical Description	Estimated Cost (USD)
Power Transformer Reinforcement – 15 MVA (69/13.2 kV)	Installation of a 15 MVA transformer with OLTC, upgraded protection, monitoring systems and improved grounding.	$ 1.750.000
13.2 kV Feeder Reinforcement (Switchgear Expansion)	Installation of arc-resistant switchgear for 6 feeders with sectionalized bus and upgraded measurement equipment.	$ 800.000
Protection, Control & SCADA (Terminal reliability package)	Implementation of IED-based protection schemes and SCADA integration with the Pétion-Ville control center.	$ 600.000
Auxiliary Services & DC Hardening	Installation of redundant 125 VDC system, UPS, telecom interfaces and control surge protection.	$ 350.000
Grounding, Lightning & Surge Reinforcement	Expansion of grounding grid and surge protection systems with improved lightning protection.	$ 300.000
Civil & Structural Resilience (Flood & Slope Priority)	Reinforcement of retaining structures, drainage systems, oil containment and site security infrastructure.	$ 1.100.000
Engineering, Supervision, Testing & Contingencies	Detailed engineering, procurement support, construction supervision, commissioning and contingency reserve.	$ 600.000
Total Estimated Budget		**$ 5.500.000**

The rehabilitation plan for the Rivière-Froide 69/13.2 kV (15 MVA) substation is justified by the need to modernize a critical node supplying the southern sector of the Port-au-Prince metropolitan area while addressing the structural and environmental vulnerabilities associated with its location. The proposed upgrades, with an estimated investment of USD 5.5 million, will improve transformer reliability, strengthen feeder operational flexibility, and enhance protection and control coordination within the metropolitan sub-transmission network. In addition, the planned civil and drainage improvements will significantly reduce the risk of flooding and slope instability, thereby increasing the operational resilience of the facility. The intervention is also expected to reduce technical losses by approximately 0.5

GWh per year, contributing to improved operational efficiency and a more stable electricity supply for the urban areas served by the Rivière-Froide substation.

4.3.2. Summary Metropolitan 69 kV Substation Reinforcement Plan

The reinforcement program for the metropolitan 69 kV substations represents a key component of the modernization strategy for the Port-au-Prince electrical network. As summarized in Table X, the proposed interventions across ten substations will increase the installed transformation capacity from 250 MVA to approximately 410 MVA, representing an additional 160 MVA of firm capacity to support projected urban demand growth over the 2027–2037 planning horizon.

The program involves a total estimated investment of USD 85.6 million, focused on transformer uprating, medium-voltage feeder reinforcement, modernization of switchgear and protection systems, and the integration of digital control and SCADA platforms. Complementary actions such as reactive power compensation, grounding upgrades, and civil works aimed at improving operational resilience will further strengthen the reliability of the metropolitan network.

Beyond the increase in capacity, these measures are expected to produce significant operational improvements, including enhanced voltage stability, better load balancing across feeders, and reduced congestion in critical corridors such as Varreux–Delmas, Carrefour–Martissant, and the northern metropolitan axis. Overall, the modernization of these substations is projected to reduce technical losses by approximately 10 GWh per year, contributing to improved system efficiency, lower operating costs, and a more reliable electricity supply for the metropolitan area of Port-au-Prince.

Table 22 Metropolitan 69 kV Substations – Reinforcement Summary

Substation	Current Installed Capacity (MVA)	Future Installed Capacity (MVA)	Estimated Budget (USD million)	Estimated Loss Reduction (GWh/year)	Key Improvement Factors
Tabarre	40	60	10,85	0,95	Expansion of 13.2 kV switchgear, addition of new feeders, improved grounding, and digital protection reducing unbalanced currents and feeder overload losses.
Ancien Delmas	25	50	9,65	1,2	Increased firm capacity, feeder reconductoring, and full SCADA integration reducing reactive losses and voltage drop.
Varreux	40	80	12,15	1,4	Replacement of overloaded transformer bank, new protection schemes, and MV feeder expansion reducing short-circuit losses and transformer overloading.
Croix-des-Bouquets	25	25	5,5	0,85	Voltage improvement through optimized feeder loading, new insulators/surge arresters, and enhanced relay coordination minimizing technical faults.
Croix-des-Missions	20	30	8,7	1,2	Transformer uprating (+10 MVA), 69 kV yard reinforcement, feeder expansion, improved voltage profile in northern corridor, reduced congestion losses
Carrefour-Feuilles	20	50	10,5	1,1	Increase transformer capacity, installation of reactive compensation banks, and differential protections reducing fault duration and thermal losses.
Canapé-Vert	25	25	6	0,95	New switchgear, cabling modernization, and capacitor banks improving power factor and reducing contact losses.
Toussaint Brave	20	25	6,95	0,8	Transformer efficiency improvement, feeder load balancing, sectionalized MV bus, digital protection, reduced technical losses under high urban load density
Martissant	20	50	9,75	1	Transformer reinforcement, STATCOM/capacitor banks, and reconductoring reducing energy dissipation and improving feeder balance.
Rivière-Froide	15	15	5,5	0,5	Voltage regulation improvement, reduced overload losses, new MV feeders, grounding upgrade, reduced outage-related technical losses
TOTAL	**250**	**410**	**85,6**	**10,0**	**Aggregate loss reduction after full modernization and reinforcement of the metropolitan 69 kV network.**

4.4. Reinforcement plan for 69 kV Transmission Lines - Port-au-Prince Metropolitan Grid

The current configuration of the 69 kV sub-transmission network in the Port-au-Prince metropolitan area has evolved in a largely radial and incremental manner, with several substations connected through corridors that were not originally designed to accommodate the present level of urban demand. As load density increased in the metropolitan core and in the northern and southern urban corridors, several operational limitations have emerged, including overloaded feeders, limited transfer capability between substations, voltage instability in radial sections, and reduced operational flexibility during contingency events.

In addition, the aging condition of several substations and the limited redundancy of some transmission segments increase the vulnerability of the network to outages and operational

disturbances. Under these conditions, maintaining adequate service continuity and voltage quality becomes increasingly difficult, particularly in densely populated areas where the medium-voltage distribution network has limited capacity to absorb disturbances originating at the sub-transmission level.

For these reasons, it becomes necessary to define a coherent metropolitan topology for the 69 kV network, capable of integrating the proposed substation reinforcement program while improving power transfer capability, operational security, and voltage performance. The objective is not only to increase transformation capacity, but also to establish a more robust structural framework that supports load growth, facilitates operational reconfiguration during contingencies, and allows future network expansion in a technically consistent manner.

Based on these considerations, the following section presents the proposed technical framework for the metropolitan 69 kV sub-transmission topology.

Proposed 69 kV Metropolitan Sub-Transmission Topology – Technical Framework

The proposed 69 kV network configuration for the Port-au-Prince metropolitan area is structured as a reinforced sub-transmission ring with defined backbone corridors and controlled radial extensions. The objective is to improve transfer capability, operational security, voltage performance, and resilience under contingency conditions.

1. Backbone Configuration

The core of the topology consists of a strengthened 69 kV loop interconnecting:

- Tabarre
- Ancien Delmas
- Varreux
- Carrefour-Feuilles
- Martissant

Tabarre functions as the primary bulk power injection node (115/69 kV interface). From this node, power is distributed through the north–central backbone toward Ancien Delmas and further transferred to Varreux, which serves the industrial and port load center.

The Varreux–Carrefour-Feuilles–Martissant segment provides the principal north–south transfer corridor. This section is designed to:

- Increase transfer margins between industrial and residential load centers;
- Reduce overload risk in single corridor operation;
- Enable partial N-1 operability for critical substations.

Thermal capacity per circuit is assumed within typical 69 kV single-circuit overhead limits (approximately 70–110 MVA, subject to conductor type and ambient conditions). Where feasible, double-circuit configuration or future-ready structures are recommended for backbone segments.

2. Northern and Eastern Expansion Corridor

A structured expansion corridor is proposed:

- Tabarre – Croix-des-Missions
- Croix-des-Missions – Croix-des-Bouquets

This corridor supports airport loads and peri-urban growth while relieving pressure from the Delmas axis. Croix-des-Missions acts as a corridor node capable of transformer uprating and feeder expansion to accommodate future load growth.

3. Urban Reinforcement Ties

Internal 69 kV tie connections are proposed between:

- Ancien Delmas – Toussaint Brave
- Ancien Delmas – Canapé-Vert

These ties enhance operational flexibility by:

- Allowing reconfiguration of 13.2 kV feeder blocks,
- Supporting voltage stabilization,
- Improving short-term contingency response without requiring transformer overloading.

These connections are particularly relevant in dense urban areas with limited spatial redundancy at the MV level.

4. Southern Terminal Section

The Carrefour-Feuilles – Rivière-Froide segment serves as a southern terminal corridor. Given physical vulnerability constraints (topography and flooding exposure), this section requires:

- Structural hardening,
- Improved grounding and protection coordination,
- Enhanced voltage control (OLTC coordination and/or reactive support).

Although Rivière-Froide does not currently require significant capacity expansion, reliability reinforcement is necessary to maintain service continuity.

5. Planning Criteria

The topology is designed under the following planning principles:

- Operational security: Partial N-1 capability for critical nodes (Tabarre, Varreux, Ancien Delmas, Carrefour-Feuilles).
- Transfer adequacy: Sufficient backbone capacity to accommodate projected load growth through 2037.
- Voltage performance: Reinforced loop operation reduces voltage drops in radial configurations.
- Short-circuit management: Network reinforcement should be coordinated with updated fault level studies.

- Scalability: Provision for future transformer uprating and additional 69 kV circuits where growth exceeds forecast.

6. System-Level Benefits

The proposed topology:

- Increases metropolitan transfer capability and load balancing flexibility;
- Reduces congestion in the northern injection corridor;
- Improves voltage regulation in high-density urban zones;
- Mitigates single-point-of-failure risks;
- Provides a structured platform for phased investment implementation (2027–2037).

This configuration establishes a technically coherent and scalable 69 kV sub-transmission framework aligned with projected demand growth, urban expansion dynamics, and resilience requirements.

Table 23 69 kV Metropolitan Network – Detailed Line Investment Plan

Line	Investment Type	Approx. Length (km)	Budget (USD million)	Expected Capacity Increase (MVA)	Main Activities	Priority
Tabarre – Ancien Delmas	Rehabilitation & Uprating	9	5,5	25	Reconductoring to higher thermal rating, structure reinforcement, protection upgrade, SCADA integration	Critical
Ancien Delmas – Varreux	Rehabilitation & Uprating	10	6,5	30	Capacity uprating, grounding reinforcement, teleprotection, protection coordination	Critical
Varreux – Carrefour-Feuilles	Rehabilitation & Uprating	11	7	35	Structural strengthening, partial double-circuit conversion, OPGW installation	Critical
Croix-des-Missions – Croix-des-Bouquets	Rehabilitation & Uprating	9	4,5	20	Conductor upgrade and corridor reinforcement for growth absorption	High
Carrefour-Feuilles – Rivière-Froide	Rehabilitation & Uprating	8	3,5	10	Resilience works (foundations, drainage), lightning protection, conductor renewal	Moderate
Ancien Delmas – Toussaint Brave (Urban Tie)	New Line Construction	5	4,5	25	New compact 69 kV urban tie line, switching integration, digital relays	High
Martissant – Carrefour-Feuilles (Southern Tie)	New Line Construction	7	6	30	New 69 kV tie for southern loop redundancy and contingency support	High
Total		**59**	**37,5**	**175**		

The proposed topology is technically consistent with the existing geographic and electrical structure of the EDH network. Rather than creating an entirely new configuration, it reorganizes and reinforces the current corridors into a more robust 69 kV metropolitan ring, improving transfer capacity, operational security, and voltage performance while maintaining compatibility with the national transmission framework.

The rehabilitation and modernization program for the Port-au-Prince Metropolitan 69 kV Network establishes a set of key performance indicators (KPIs) to monitor technical and operational improvements over the implementation period. These indicators reflect the expected enhancement in network availability, reliability, and efficiency resulting from the planned investments. The following table compares baseline values for 2024 with the

projected targets for 2037, highlighting the measurable outcomes of the rehabilitation program.

Table 24 Key Performance Indicators – Metropolitan 69 kV Network Reinforcement (2024–2037)

Indicator	Baseline (2024)	Target (2037)
Installed Capacity (69 kV substations)	250–255 MVA	410 MVA
Backbone Transfer Margin	< 10% spare margin	25–35% spare margin
Substations Operating Above 90% Loading	5–6 substations	≤ 1 substation
Technical Losses in the 69 kV Network	3.5–4.5%	2.6–3.1%
Annual Technical Losses (69 kV level)	8–10 GWh/year	5–7 GWh/year
Operational Reliability (Network Configuration)	Semi-radial configuration with weak loops	Reinforced metropolitan ring with partial N-1 capability

The implementation of the metropolitan reinforcement program is expected to significantly strengthen the operational performance of the 69 kV sub-transmission network. By 2037, installed transformation capacity in the metropolitan substations would increase from approximately 250 MVA to about 410 MVA, while the strengthened backbone corridors would increase the available transfer margin to 25–35%, substantially improving operational security.

At the same time, the number of substations operating under critical loading conditions is expected to decrease from five to six units to at most one, reflecting a more balanced load distribution. The modernization of substations, feeder configuration, and protection systems would also contribute to reducing technical losses in the 69 kV network from approximately 3.5–4.5% to about 2.6–3.1%, equivalent to a reduction of roughly 3–4 GWh per year.

Overall, the transition from a semi-radial structure to a reinforced metropolitan ring will significantly enhance reliability, operational flexibility, and system resilience in the Port-au-Prince metropolitan area.

Implementation roadmap

The implementation of the rehabilitation plan for the Port-au-Prince Metropolitan 69 kV transmission network will follow a sequential timeline from 2027 to 2037. The schedule prioritizes early rehabilitation of the most critical corridors, followed by structural reinforcement, network digitalization, and final commissioning. Each year's activities build upon the progress of the previous phase, ensuring technical continuity, efficient resource allocation, and minimized service disruption. The following table summarizes the main activities planned for each implementation year.

Table 25 69 kV Metropolitan Network – Implementation Roadmap

Year	Main Activities
2027	Phase I launch: Backbone rehabilitation of Tabarre–Ancien Delmas, Varreux–Carrefour, and Varreux–Carrefour-Feuilles. Detailed engineering and procurement initiation.
2028	Continuation of Phase I: Conductor uprating, structural reinforcement, teleprotection installation, and OPGW deployment on backbone corridors.
2029	Completion of Phase I works; begin Phase II: Reinforcement of Croix-des-Missions–Croix-des-Bouquets and start construction of Ancien Delmas–Toussaint Brave urban tie.
2030	Continue Phase II: Construction of Martissant–Carrefour southern tie; integration of digital protection and SCADA upgrades across reinforced sections.
2031	Finalize Phase II: Operational testing of new ties; load reconfiguration and contingency validation studies.
2032	Phase III launch: Resilience reinforcement of Carrefour-Feuilles–Rivière-Froide (foundations, grounding, lightning protection).
2033	Completion of resilience works; system-wide voltage optimization and operational fine-tuning.
2034–2035	Monitoring period: Performance evaluation, loss reduction verification, and minor corrective works if required.
2036–2037	System stabilization phase: Network optimization, preparation for potential future 115 kV expansion interface.

4.5. Reinforcement plan for the Northeast Network (RN1)

Regional Network 1 (RN1) covers the northeastern part of Haiti, including the departments of Nord and Nord-Est, serving approximately 12–15 municipalities. The main urban and economic centers include Cap-Haïtien, Fort-Liberté, and Ouanaminthe, as well as the strategic industrial hub of the Caracol Industrial Park.

Based on the EDH 2022 network diagram, RN1 currently operates as isolated 23 kV medium-voltage systems with radial characteristics, limited redundancy, and constrained transfer capacity. There is no existing 69 kV or 115 kV backbone in the Nord/Nord-Est region, and service continuity remains unstable in peri-urban and rural areas, with limited capability to support demand growth and industrial expansion.

The overall objective of the RN1 reinforcement program is therefore to:

- Rapidly improve reliability and reduce losses through targeted reinforcement and reconfiguration of the existing 23 kV networks.
- Prepare the region for a structural voltage step-up by developing robust primary substations, protection, and SCADA foundations.
- Implement a phased transition toward a regional subtransmission/transmission backbone (69 kV and/or 115 kV) aligned with national standards.
- Enable future cross-border interconnection readiness and industrial load growth (including the Caracol Industrial Park).
- Improve supply reliability to more than 20 hours/day in main load centers.

4.5.1. Technical Actions by Component

A) MV Network Reinforcement (23 kV) – Phase I (Immediate Actions)

Phase I focuses on strengthening what exists today: the 23 kV radial networks.

- Rehabilitation and reconductoring of critical 23 kV feeders supplying Cap-Haïtien, Ouanaminthe, Fort-Liberté and the Caracol area (priority corridors).
- Installation of sectionalizers, reclosers, and automated switching to reduce outage duration and improve fault isolation.
- Feeder reconfiguration to reduce excessive radial lengths and balance loading between circuits.
- Integration of OPGW/ADSS (where applicable), radio links, and basic SCADA to enable visibility and remote operation.
- Loss-reduction actions: conductor upsizing in overloaded sections, improved grounding, and systematic phase balancing.

Expected Results (Phase I):

- Significant reduction in feeder fault duration through automation and sectionalization.
- Improved voltage profiles and reduction of technical losses in the most loaded circuits.
- Immediate reliability gains without introducing new high-voltage standards.

Budget:

A1. Phase I - 23 kV Rehabilitation and Reconductoring

Component	Length (km)	Unit Cost (MUSD/km)	Subtotal (MUSD)
Cap-Haïtien – Caracol (reconductoring 240 mm^2)	35	0,20	7,0
Caracol – Fort Liberté	30	0,20	6,0
Fort Liberté – Ouanaminthe	25	0,20	5,0
ADSS Fiber + Teleprotection/SCADA	90	0,04	3,6
Teleprotection + SCADA equipment (lump sum)			2,3
Subotal			**23,9**

A2. Subtransmission/Transmission Backbone – Phase II (Structural Upgrade)

Once Phase I stabilizes the 23 kV system, Phase II introduces the first regional backbone above MV. Two technically valid pathways can be considered:

Option 1 – 69 kV Backbone (Incremental Step)

- Construction of a new 69 kV corridor Cap-Haïtien – Caracol – Fort-Liberté – Ouanaminthe (staged as needed).
- Development of 69/23 kV substations at key nodes (Caracol, Fort-Liberté, Ouanaminthe, Cap-Haïtien).
- Operational integration with improved protection coordination and SCADA.

Option 2 *Selected* – 115 kV Backbone (Direct Alignment with PAP standard)

- Construction of a new 115 kV corridor Cap-Haïtien – Caracol – Fort-Liberté (with provision for extension toward Ouanaminthe).
- Development of 115/23 kV (or 115/69/23 kV if 69 kV is later required) substations at key nodes.
- This option improves standardization with the 115 kV metropolitan backbone and simplifies long-term asset strategy.

Expected Results (Phase II):

- Step-change in transfer capacity and system stability compared to isolated 23 kV operation.
- Creation of a structured backbone capable of supporting industrial expansion and future interconnection.
- Stronger voltage control and improved resilience under contingencies.

Budget:

A2. Phase II - New 115 kV Structural Backbone - Single circuit

Component	Length (km)	Unit Cost (MUSD/km)	Subtotal (MUSD)
Cap-Haïtien – Caracol	35	0,52	18,20
Caracol – Fort-Liberté	30	0,52	15,60
Fort-Liberté – Ouanaminthe	25	0,52	13,00
OPGW / Teleprotection / SCADA integration	90	0,06	5,40
Subtotal			**52,20**
Total Transmission & Subtransmission:			**76,10**

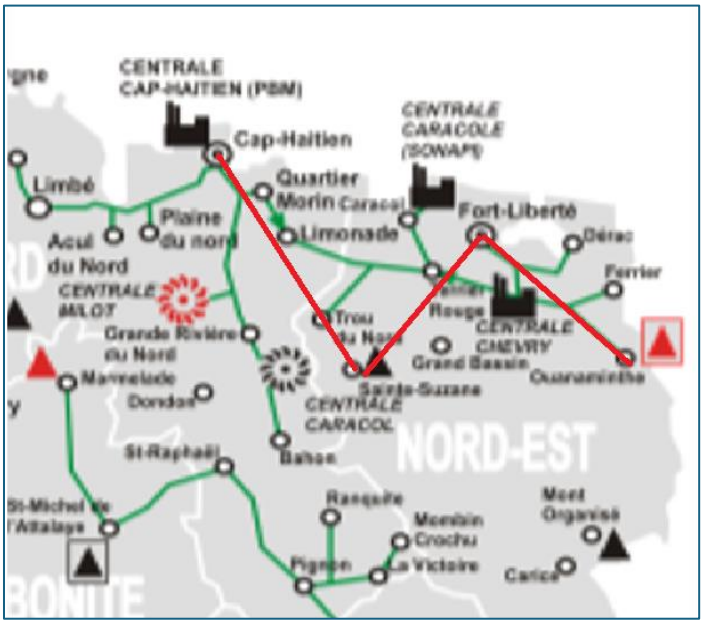


Figure 11 Reinforcement plan for the Northeast Network (RN1)

B) Substations and Electrical Nodes (Phased)

Phase I – 23 kV strengthening (no HV assumed):

- Rehabilitation and expansion of primary 23 kV nodes, including new 23 kV switchboards, protection upgrades, and metering modernization.
- Addition of MV capacitor banks at strategic feeders to improve voltage support.
- Establishment of standardized protection settings and fault recording.

Phase II – New backbone substations:

- Caracol: new backbone substation (115/23 kV) sized to accommodate industrial growth.
- Fort-Liberté: new backbone node designed as a future interconnection hub.
- Cap-Haïtien and Ouanaminthe: backbone substations to consolidate regional supply and improve reliability.

All substations will include:

- Digital protection, disturbance recording, and SCADA control.
- Reactive compensation provisions.
- Coastal-grade specifications where applicable (corrosion, wind, grounding).

Substation	Transformers	Total Capacity (MVA)
Cap-Haïtien	2 × 20 MVA	40
Caracol	2 × 20 MVA	40
Fort-Liberté	2 × 20 MVA	40
Ouanaminthe	2 × 15 MVA	30
Total		**150**

B. Substations and Electrical Nodes

Component	Cost (MUSD)
B1. Phase I – 23 kV Strengthening Program (RN1)	6,2
B2. 115/23 kV Backbone Substations (150 MVA total)	72,9
Total Substations	**79,1**

Expected Results:

- Structural improvement in voltage deviations and forced outages.
- Increased transformation capacity aligned with demand growth.

Budget (Preliminary Estimate)

Reinforcement Plan (RN1) - Budget	Cost (MUSD)
A. Transmission and Subtransmission Lines	76,1
B. Substations and Electrical Nodes	79,1
Total	**155,2**

C) Distribution Network Reinforcement

Although the present chapter focuses primarily on transmission and sub-transmission infrastructure, particularly the 69 kV reinforcement and the development of the 115 kV backbone, it is important to recognize that improvements at the transmission level alone are insufficient to guarantee meaningful service enhancement for end users.

In the case of RN1, strengthening the high-voltage network must be accompanied by targeted interventions in the medium- and low-voltage distribution system. Without adequate downstream capacity, voltage regulation, metering modernization, and network expansion, the benefits of increased transmission capability would not fully translate into improved reliability, reduced losses, or expanded access.

For this reason, and while acknowledging that detailed distribution planning falls outside the core scope of this transmission-focused chapter, a preliminary and highly approximate estimate of the main distribution requirements has been developed. These estimates aim to:

- Improve quality and continuity of service at the consumer level.
- Reduce both technical and non-technical losses.
- Enable the connection of new residential, commercial, and productive users.
- Ensure that the reinforced transmission backbone effectively supports local development.

The following distribution reinforcement measures are therefore proposed as complementary actions to the RN1 transmission program.

- Expansion of 150 km of medium-voltage (13.8 kV) lines to rural communities.
- Installation of 250 km of low-voltage networks (220/120 V).
- Deployment of 120 new distribution transformers (100–160 kVA).
- Implementation of AMI smart metering in Cap-Haïtien, Ouanaminthe, and Fort Liberté.

Expected Results:

- Increase in electricity coverage from ~30% to 55%.
- Reduction of non-technical losses by 5 GWh/year.
- Connection of approximately 30,000 new households and 600 SMEs.

Budget (estimated):

Component	Quantity	Unit Cost	Subtotal (MUSD)
13.8 kV MV expansion - km	150	90000	13,5
LV expansion (220/120 V) - km	250	45000	11,25
Distribution transformers (100–160 kVA) - units	120	35000	4,2
AMI deployment - meters	40000	180	7,2
Subtotal C:			**36,2**

D) Complementary and Environmental Works

- Right-of-way clearing and reinforcement in hurricane-prone coastal zones.
- Elevation and drainage improvements in flood-risk areas near Fort Liberté.
- Reforestation and environmental mitigation along new corridors.
- O&M training programs for Electricité d'Haïti (Ed'H) regional teams.

Budget:

D. Complementary Works (Transmission Scope)	
Component	**Cost (MUSD)**
Access Roads and Drainage Improvements	6
Environmental Mitigation & Reforestation	3
O&M Training and Capacity Building	2
Total	**11**

Total Budget:

Table 26 investment program for the Northeast Regional Network (RN1)

Reinforcement Plan (RN1) - Budget	Phase I	Phase II	Total Cost (MUSD)
A. Transmission and Subtransmission Lines	23,9	52,2	76,1
B. Substations and Electrical Nodes	6,2	72,9	79,1
C. Distribution Reinforcement and Electrification	36,2	0,0	36,2
D. Complementary Works (Transmission Scope)	3,0	8,0	11,0
Total	**69,3**	**133,1**	**202,4**

The investment program for the Northeast Regional Network (RN1) has been structured in two implementation phases, combining immediate network stabilization measures with the development of a long-term structural backbone. The proposed investment envelope

amounts to USD 202.4 million, distributed between transmission infrastructure, substation development, distribution reinforcement, and complementary system improvements.

Phase I (USD 69.3 million) focuses primarily on stabilizing the existing electricity supply through rehabilitation of the 23 kV regional corridors, modernization of electrical nodes, and targeted expansion of the distribution network to improve service coverage and reliability. This phase also includes initial complementary works required to strengthen operational capabilities and prepare the network for future expansion.

Phase II (USD 133.1 million) introduces the structural backbone of the regional system, including the development of new high-voltage transmission lines and backbone substations that will significantly increase transfer capacity and improve system resilience. These investments will allow the RN1 network to support industrial growth—particularly around the Caracol Industrial Park—while also enabling future regional interconnection opportunities.

Overall, the program allocates:

USD 76.1 million to transmission and subtransmission infrastructure,

USD 79.1 million to substations and electrical nodes,

USD 36.2 million to distribution reinforcement and electrification,

and USD 11.0 million to complementary transmission-related works.

This phased approach ensures that immediate operational improvements are implemented while establishing the structural infrastructure necessary for long-term economic development and system reliability in the Nord and Nord-Est regions.

The implementation of the RN1 Reinforcement Plan is expected to generate a measurable reduction in energy losses across the northeastern corridor. Based on preliminary estimates, technical losses in the transmission and subtransmission network, primarily associated with the 23 kV rehabilitation and improved voltage regulation, are projected to decrease by approximately 2 to 3 GWh per year. In addition, the strengthening of the distribution network and the implementation of smart metering systems are expected to reduce non-technical losses by around 5 GWh per year. Altogether, the program could achieve a total loss reduction in the range of 7 to 8 GWh annually, improving operational efficiency and contributing to the financial sustainability of the system.

4.5.2. Implementation Schedule 2027–2037

The implementation of the Reinforcement Plan for the Northeast Regional Network (RN1) will be carried out over an eleven-year horizon (2027–2037), following a phased strategy designed to stabilize the existing system, expand transmission capacity, and progressively improve electricity access and service reliability across the Nord and Nord-Est regions.

The program is structured around two major investment phases. Phase I focuses on strengthening the existing 23 kV regional network and improving distribution service, while

Phase II develops the structural transmission backbone and associated substations required for long-term system expansion.

The total estimated investment amounts to USD 202.4 million.

Phase I (2027–2030): Network Stabilization and Distribution Reinforcement

Phase I focuses on improving the reliability of the existing electricity system through rehabilitation of the current 23 kV network, modernization of electrical nodes, and expansion of distribution infrastructure to increase electricity access.

Key activities include:

- Rehabilitation and reconductoring of the Cap-Haïtien – Caracol – Fort-Liberté – Ouanaminthe 23 kV corridor.
- Installation of ADSS fiber, teleprotection and SCADA integration along the regional corridor.
- Rehabilitation and modernization of primary 23 kV nodes, including new switchboards, protection systems and metering equipment.
- Installation of reactive compensation equipment to improve voltage stability.
- Expansion of medium-voltage and low-voltage distribution networks in peri-urban and rural areas.
- Installation of distribution transformers and network densification.
- Initial complementary works including access improvements and operational support infrastructure.

Estimated investment (2027–2030): USD 69.3 million (34% of total program)

This phase provides immediate operational improvements, reduces technical and non-technical losses, and prepares the system for the development of a higher-voltage transmission backbone.

Phase II (2031–2037): Backbone Transmission Development

Phase II represents the structural expansion of the regional electricity system through the development of a new 115 kV transmission backbone and associated substations. In order to facilitate implementation and financial planning, this phase is divided into three sequential sub-phases.

Phase II-A (2031–2032): Engineering, Permitting and Initial Construction

This initial stage focuses on preparing the technical and institutional conditions required for the construction of the backbone transmission system.

Key activities include:

- Detailed engineering design of the 115 kV backbone corridor.
- Environmental and social impact assessments and mitigation planning.
- Final routing studies and right-of-way acquisition.
- Procurement processes for transmission line materials and substation equipment.

- Site preparation and initial civil works for the Caracol and Cap-Haïtien backbone substations.
- Procurement of transformers, switchgear, and protection systems.

Estimated investment (2031–2032): USD 20 million

This phase establishes the technical and contractual foundation required for large-scale construction in the following years.

Phase II-B (2033–2035): Backbone Transmission Construction

Phase II-B represents the core construction stage of the program, focusing on the development of the regional high-voltage backbone.

Main activities include:

- Construction of the 115 kV transmission corridor linking Cap-Haïtien, Caracol, Fort-Liberté and Ouanaminthe.
- Installation of towers, conductors, and optical ground wire (OPGW).
- Construction and commissioning of the Caracol backbone substation, designed to support industrial growth.
- Construction of the Cap-Haïtien backbone substation, consolidating regional supply.
- Installation of digital protection systems and SCADA integration.
- Deployment of teleprotection and communication infrastructure.

Estimated investment (2033–2035): USD 75 million

This phase significantly increases transfer capacity and establishes the structural transmission backbone of RN1.

Phase II-C (2036–2037): Network Consolidation and Interconnection Readiness

The final stage focuses on completing the backbone system and ensuring long-term operational reliability.

Key activities include:

- Completion of the Fort-Liberté backbone substation, designed as a future interconnection hub.
- Construction of the Ouanaminthe backbone substation, strengthening regional supply reliability.
- Installation of reactive compensation equipment where required.
- Final system testing, protection coordination and operational integration with the national SCADA system.
- Completion of complementary works, including environmental mitigation and infrastructure improvements.
- Training programs and operational capacity strengthening for Electricité d’Haïti (Ed’H).

Estimated investment (2036–2037): USD 38.1 million

This phase ensures the full operational integration of the backbone transmission system and prepares the network for future regional interconnection opportunities.

Table 27 RN1 Reinforcement plan - Implementation Schedule 2027–2037

Phase	Period	Investment (MUSD)	Share
Phase I – Network Stabilization & Distribution Reinforcement	2027–2030	69,3	34%
Phase II-A – Engineering, Permitting & Procurement	2031–2032	20	10%
Phase II-B – Backbone Transmission Construction	2033–2035	75	37%
Phase II-C – System Consolidation & Interconnection Readiness	2036–2037	38,1	19%
Total	**2027–2037**	**202,4**	**100%**

Strategic Implementation Considerations

The proposed schedule ensures:

- Gradual absorption capacity consists of institutional and financial constraints.
- Early technical stabilization prior to full system expansion.
- Balanced sequencing between transmission reinforcement and distribution improvements.
- Risk mitigation through phased capital deployment.

By 2037, RN1 is expected to operate as a reinforced, digitally monitored, and operationally resilient regional network, positioned for future integration with the national 115 kV transmission backbone.

4.5.3. Estimated Reduction in Technical and Non-Technical Energy Losses

The implementation of the RN1 Network Reinforcement Plan is expected to generate a measurable reduction in energy losses across the northeastern corridor. According to preliminary technical estimates, improvements in the transmission and sub-transmission infrastructure, particularly the rehabilitation of existing lines and the enhancement of voltage regulation conditions, could reduce technical losses by approximately 2 to 3 GWh per year.

In parallel, the modernization of the distribution network and the gradual deployment of advanced metering infrastructure (AMI) are expected to contribute to a reduction in non-technical losses of approximately 5 GWh annually. These measures will improve energy accounting, reduce unauthorized consumption, and strengthen operational monitoring of the system.

Overall, the combined effect of transmission, sub-transmission, and distribution improvements could result in a total annual loss reduction in the order of 7 to 8 GWh, representing a significant efficiency gain for the northeastern network. Beyond the direct energy savings, these improvements will also enhance voltage stability, improve service reliability, and contribute to the long-term financial sustainability of electricity supply in the region.

4.5.4. Closing remarks

The Reinforcement Plan for the Northeast Network (RN1) represents a structural transformation of Haiti's northern electricity system. Moving from a predominantly radial 69 kV configuration toward a reinforced 69 kV backbone with a 115 kV structural upgrade establishes the technical foundation for long-term reliability, scalability, and national integration.

The proposed interventions—focused on transmission rehabilitation, substation modernization, reactive compensation, and system digitalization—address the root causes of supply instability in the northeastern corridor. By increasing transfer capacity, strengthening voltage control, and incorporating modern protection and telecommunication systems, RN1 will transition from a semi-isolated regional grid into a resilient and expandable transmission subsystem.

Beyond technical reinforcement, this program enables broader strategic outcomes:

- Structural integration with the future national 115 kV backbone.
- Improved compliance with N-1 reliability criteria.
- Enhanced readiness for renewable energy integration.
- Reduction of technical losses and improved operational efficiency.
- Strengthening of institutional and operational capacity within Electricité d'Haïti (Ed'H).

Importantly, this plan is not conceived as a standalone regional investment. It is a foundational step toward the consolidation of a unified national transmission system. By anchoring the northern corridor and preparing it for interconnection with the metropolitan grid, RN1 becomes a key pillar in Haiti's long-term energy modernization strategy.

In this sense, the reinforcement of RN1 should be understood not merely as infrastructure rehabilitation, but as a strategic investment in national cohesion, economic competitiveness, and energy security for the decades ahead.

4.6. Reinforcement plan for the Isolated Regional Systems

In parallel with the rehabilitation of the national transmission backbone and the modernization of the metropolitan sub-transmission network, targeted interventions are proposed for isolated regional electricity systems that currently operate outside the main interconnected grid. These systems, primarily located in remote or geographically complex regions such as the Nord-Ouest, Sud-Est, and Grand'Anse departments, constitute an essential component of Haiti's electrification strategy, providing electricity access to communities situated beyond the reach of the 115 kV and 69 kV transmission corridors.

Most of these regional systems are structured around 23 kV medium-voltage distribution networks, supplied by local generation sources and operating as independent or semi-autonomous systems. Due to their geographic isolation and limited infrastructure, these networks often face operational constraints related to fuel supply, voltage stability, and limited redundancy.

The reinforcement strategy therefore focuses on modernizing these regional networks through hybrid generation solutions, combining solar photovoltaic (PV) generation with diesel backup units and battery energy storage systems (BESS) to improve reliability and reduce dependence on imported fuels. Complementary measures include the strengthening of 23 kV distribution feeders, upgrading of local substations and protection systems, deployment of smart monitoring and control technologies, and expansion of medium- and low-voltage networks to underserved communities.

Together, these interventions aim to improve supply reliability, enhance energy resilience in remote regions, and create a scalable platform for future integration of regional systems into the national electricity network as transmission infrastructure expands.

4.6.1. Regional Network 2 (RN2) – Reinforcement Plan

Regional Network 2 supplies the southern part of Haiti, covering the departments of Sud and Nippes, and serving approximately twenty municipalities, including Les Cayes, Miragoâne, Aquin, Saint-Louis-du-Sud, Petit-Goâve, and Grand-Goâve.

The existing system relies predominantly on long radial medium-voltage distribution corridors operating at 23 kV, with fragmented infrastructure, limited transformation capacity, and weak operational redundancy. As a result, electricity service continuity remains limited in several areas, with supply often restricted to only a few hours per day and significant voltage instability at distant load points.

To address these structural limitations, the proposed reinforcement program introduces a sub-transmission backbone operating at 69 kV, complemented by the strengthening of the regional distribution network. This configuration will significantly improve power transfer capability, reduce the length of radial 23 kV feeders, and enhance overall system reliability.

The overall objective of the intervention program is therefore to restore service continuity, strengthen the regional sub-transmission and distribution backbone, and improve electricity

access in underserved communities, while reducing technical and non-technical losses and increasing operational flexibility across the regional network.

Technical Actions by Component

a) Sub-Transmission Backbone (69 kV)

Construction of a new 69 kV line between Saint-Louis-du-Sud and Les Cayes (approximately 35 km) to provide a reliable sub-transmission corridor supplying the main urban load center in the Sud department.

Construction of a new 69 kV line between Saint-Louis-du-Sud and Miragoâne (approximately 70 km) to strengthen the regional backbone and improve power transfer capability between the main demand centers of Sud and Nippes.

Installation of optical ground wire (OPGW) and telecommunication systems to enable system monitoring, protection coordination, and integration with the national SCADA platform.

Implementation of modern protection schemes and sectionalizing capability to improve system reliability and facilitate faster fault isolation.

Expected results

- Creation of a regional 69 kV backbone linking the main load centers of Sud and Nippes.
- Significant improvement in power transfer capability and voltage stability.
- Reduction of the operational dependence on long radial 23 kV feeders.
- Improved system resilience and enhanced capacity for future load growth.

b) Substations and Electrical Nodes (69/23 kV)

Construction of three new 69/23 kV substations located in Les Cayes, Saint-Louis-du-Sud, and Miragoâne, each equipped with power transformers and modern medium-voltage switchgear.

Installation of 69 kV line bays and transformer bays using hybrid GIS/AIS configurations to optimize reliability and operational flexibility.

Installation of automatic capacitor banks to improve voltage regulation and reduce reactive power losses in the main distribution feeders.

Implementation of modern protection, control, and SCADA systems, enabling remote monitoring and improved operational coordination.

Construction of associated civil works, including equipment platforms, drainage systems, access roads, and security infrastructure.

Expected results

- Addition of significant transformation capacity to support regional load growth.
- Improved voltage regulation and feeder load balancing across the network.

- Reduction in forced outages and improved operational control.
- Enhanced reliability and operational flexibility of the regional grid.

Figure 12 Regional Network 2 (RN2) – Reinforcement Plan

c) Rural Distribution and Electrification Networks

Expansion of approximately 200 km of medium-voltage distribution lines (23 kV) to extend electricity service to currently unserved rural communities.

Installation of approximately 350 km of low-voltage distribution networks (220/120 V) in municipalities including Aquin, Cavaillon, Chardonnières, and Petit-Trou-de-Nippes.

Installation of around 150 distribution transformers (100 kVA) to supply new residential connections.

Implementation of customer regularization and smart metering programs in the main municipal centers to improve billing efficiency and reduce non-technical losses.

Expected results

- Increase in rural electricity coverage from approximately 22% to around 45%.
- Reduction of commercial losses by approximately 3 GWh/year.
- Connection of approximately 15,000 - 20,000 new households.

d) Complementary and Environmental Works

Rehabilitation of access roads and drainage systems in mountainous areas of Nippes and Saint-Louis-du-Sud.

Implementation of environmental mitigation measures and reforestation programs along distribution corridors and transmission rights-of-way.

Strengthening of local operation and maintenance (O&M) capabilities through technical training programs in coordination with Electricité d'Haïti (Ed'H).

e) Generation Considerations

Preliminary concepts have considered the potential integration of solar photovoltaic generation and battery energy storage systems in the region to support system reliability and reduce dependence on thermal generation.

However, the final recommendations regarding generation capacity and technology will be determined in the optimized expansion study currently under preparation. For this reason, generation projects are not included in the present investment budget or benefit estimates, which focus exclusively on the reinforcement of transmission and distribution infrastructure.

Budget

Table 28 RN2 Reinforcement Plan – Estimated budget

Component	Estimated Budget (USD million)
New Subtransmission Lines (69 kV)	36,8
Substations 69/13.2 kV	25,0
Distribution Networks and Rural Electrification	38,0
Civil Works and Environmental Mitigation	6,0
Engineering, Supervision, and Contingencies	5,0
TOTAL ESTIMATED BUDGET	**110,8**

The current distribution and rural electrification budget for RN2 has been kept under the original scope assumptions and does not yet incorporate the additional investment that would be required to connect a significantly larger number of new users. Any future expansion toward higher connection targets should be evaluated in a subsequent distribution planning phase.

The implementation of the Regional Network 2 (RN2) Development Plan is expected to generate measurable technical, operational, and socio-economic improvements across southern Haiti, particularly in the departments of Sud, Nippes, and parts of Ouest.

Based on the proposed investment program, the following key outcomes are anticipated:

Enhanced Supply Reliability

Average daily electricity availability is expected to increase from approximately 6 hours per day to 18–20 hours per day in the main urban centers of the region, including Les Cayes, Miragoâne, and Saint-Louis-du-Sud.

In addition, improvements in feeder configuration, protection systems, and distribution automation are projected to reduce the frequency of unplanned outages (SAIFI index) by approximately 50–60% within the first three years of operation.

Reduction of Energy Losses

Technical losses in the medium-voltage and low-voltage distribution networks are expected to decrease from current levels of approximately 21% to around 14–15%, primarily through network rehabilitation, conductor upgrades, improved grounding, and better load balancing.

Complementary measures such as smart metering, network regularization, and improved customer management systems are expected to reduce non-technical losses from about 18% to approximately 12%.

Together, these measures are estimated to reduce total system losses by approximately 9 GWh per year, equivalent to about USD 2.1 million annually, assuming an average generation cost of 0.24 USD/kWh.

Economic and Social Impact

The program will enable the connection of approximately 15,000–20,000 new households, corresponding to roughly 70,000–90,000 beneficiaries in rural and peri-urban communities.

In addition, improved electricity availability will support the development of small and medium-sized enterprises (SMEs) and productive electricity uses in agriculture and services, including irrigation systems, cold storage, education, and healthcare facilities.

Overall, the program is expected to generate approximately 250–300 direct jobs and up to 700 indirect jobs during the construction and operation phases.

Institutional and Environmental Benefits

The deployment of smart/prepayment metering systems and improved network monitoring tools will strengthen the operational capacity of Electricité d'Haïti (Ed'H), improving billing efficiency, transparency, and system management.

In parallel, targeted civil and environmental measures including drainage improvements, slope stabilization, vegetation management, and erosion control along distribution corridors, will increase the resilience of network infrastructure, reducing vulnerability to hurricanes, flooding, and landslides, which are common in the southern peninsula.

Table 29 Regional Network 2 (RN2) - Summary of Key Performance Indicators (KPIs)

Indicator	Baseline (2024)	Target (Post-Project)	Improvement
Energy availability (average hours/day)	6	18-20	200-233%
Technical losses (%)	21%	14-15%	6-7%
Non-technical losses (%)	18%	12%	6%
Energy saved (GWh/year)	—	9	—
New household connections	—	15,000–20,000	—
Beneficiaries	—	70,000–90,000	—

Implementation Schedule Regional Network 2 – RN2 (2027-2037)

The implementation of the Reinforcement Plan for the Southern and Nippes Regional Network (RN2) will be carried out over an eleven-year horizon (2027–2037), following a phased strategy aimed at stabilizing the current electricity system, strengthening the new 69 kV sub-transmission backbone, and expanding electricity access across the Sud and Nippes departments.

The program is structured around two major investment phases. Phase I focuses on strengthening distribution infrastructure and stabilizing the existing system, while Phase II develops the structural 69 kV backbone and associated substations required for long-term regional reliability.

Phase I (2027–2030): Distribution Stabilization and Network Reinforcement

Phase I focuses on improving the reliability of the existing electricity system through the rehabilitation of the current 23 kV network, modernization of distribution nodes, and expansion of MV/LV networks to improve electricity access.

Key activities include:

- Rehabilitation and selective reconductoring of overloaded 23 kV feeders across the Miragoâne–Aquin–Les Cayes corridor.
- Installation of sectionalizing devices, reclosers and automated protection systems.
- Rehabilitation of distribution nodes in Les Cayes and Miragoâne.
- Expansion of medium-voltage and low-voltage networks in rural and peri-urban areas.
- Installation of distribution transformers and network densification.
- Implementation of smart metering and customer regularization programs.

Estimated investment (2027–2030): approximately USD 45 million

This phase provides immediate improvements in service continuity, reduces technical and commercial losses, and prepares the regional network for the implementation of the new sub-transmission backbone.

Phase II (2031–2037): Sub-Transmission Backbone Development

Phase II represents the structural reinforcement of the regional system through the development of a 69 kV backbone linking Saint-Louis-du-Sud, Les Cayes and Miragoâne.

Phase II-A (2031–2032): Engineering and Preparatory Works

Key activities include:

- Detailed engineering design of the 69 kV transmission corridors.
- Environmental and social impact assessments.
- Right-of-way acquisition and routing optimization.
- Procurement of transmission line materials and substation equipment.
- Initial civil works for substations in Les Cayes and Saint-Louis-du-Sud.

Estimated investment: USD 20 million

Phase II-B (2033–2035): Backbone Construction

Main activities include:

- Construction of the 69 kV Saint-Louis-du-Sud – Les Cayes transmission line (≈35 km).
- Construction of the 69 kV Saint-Louis-du-Sud – Miragoâne transmission line (≈70 km).
- Installation of towers, conductors and OPGW.
- Construction of 69/23 kV substations in Les Cayes, Saint-Louis-du-Sud and Miragoâne.
- Deployment of telecommunication and protection infrastructure.

Estimated investment: USD 35 million

Phase II-C (2036–2037): Network Consolidation

Key activities include:

- Commissioning and operational integration of the 69 kV backbone.
- Protection coordination and SCADA integration.
- Installation of reactive compensation equipment.
- Final testing and operational training for Ed'H staff.

Estimated investment: USD 10–11 million

By 2037, RN2 will operate as a reinforced regional network supported by a 69 kV sub-transmission backbone, enabling improved voltage stability, higher transfer capacity, and significantly enhanced service reliability across the southern peninsula.

4.6.2. Regional Network 3 (RN3) - Reinforcement Plan

The Regional Network 3 covers the Northwest Department of Haiti, including the municipalities of Port-de-Paix, Bassin Bleu, Chansolme, Saint-Louis-du-Nord, and Pointe des Palmistes.

This region remains one of the most isolated and least electrified areas of the country, with an average electricity availability of less than 4 hours per day and service coverage below 25%. The existing distribution network consists mainly of medium-voltage (23 kV) radial feeders, supplied by small thermal units operating intermittently due to fuel constraints.

The objective of the Regional Network 3 Development Plan is to modernize and interconnect the local grids, integrate renewable generation and storage, and reduce both technical and commercial losses, improving energy access and reliability across the Northwest.

Technical Actions by Component

a) Medium Voltage Lines

Construction of a new 23 kV line between Port-de-Paix and Bassin Bleu (27 km), replacing the degraded wooden-pole structure with galvanized steel monopoles and ACSR 120 mm² conductors.

Rehabilitation of 12 km of existing feeders within Port-de-Paix to reduce overloads and improve voltage regulation.

Installation of optical ground wire (OPGW) along the 23 kV corridor for future data and telecontrol integration.

Expected Results:

Improved system reliability (SAIDI reduced by 55%), decreased technical losses (1.8 GWh/year), and operational readiness for regional interconnection.

Figure 13 Regional Network 3 (RN3) - Reinforcement Plan

b) Substations and Electrical Nodes

Rehabilitation of Port-de-Paix main substation (15 MVA) including replacement of aged 23 kV switchgear, transformers, and auxiliary systems.

Construction of a new 23/0.4 kV distribution substation in Bassin Bleu (10-15 MVA) to strengthen the southern feeder and support future mini-grid interconnections.

Implementation of SCADA-based remote supervision and protection relays with differential and overcurrent schemes.

Expected Results:

Voltage drops dropped by up to 20%; power availability increased from 5 MW to 12 MW across the region.

c) Distribution and Rural Electrification

Expansion of 100 km of 23 kV lines to connect rural localities including Chansolme, Pointe des Palmistes, and Saint-Louis-du-Nord.

Installation of 150 km of low-voltage (LV) networks and 80 pole-mounted transformers (100 kVA each) to serve approximately 100,000 new customers.

Deployment of smart metering (AMI) systems in Port-de-Paix and Bassin Bleu for loss detection and billing efficiency.

Expected Results:

Coverage rate increased from 25% to 55%; improved power quality in rural zones; reduction of commercial losses (1.5 GWh/year).

d) Complementary and Environmental Works

Rehabilitation of access roads and drainage infrastructure along the 23 kV corridor.

Reinforcement of coastal lines supports withstand hurricane and high-humidity conditions.

e) Distributed Generation and Renewable Integration

A very preliminary proposal considers the installation of a 5 MWp photovoltaic solar plant near Port-de-Paix, along with a 2.5 MWh battery energy storage system (BESS) for frequency regulation and load shifting, and the hybridization of the existing 4 MW diesel plant, enabling flexible operation to reduce fuel consumption and production constraints. The expected results are a 35% increase in renewable energy penetration and an annual reduction of 3,200 barrels of diesel (approximately 1,300 tons of CO_2/year).

However, the final recommendations regarding the new generation capacity and the technology to be incorporated will emerge from the optimized expansion study being conducted as part of this work and are therefore not included in the budget or benefit estimate.

Budget

Table 30 RN3 Reinforcement Plan – Estimated budget

Component	Estimated Budget (USD million)
23 kV Line Construction (27 + 12 km)	10,0
Substation Rehabilitation and Expansion	10,0
Distribution & Rural Electrification	9,0
Civil Works, Drainage & Access Roads	2,0
Engineering, Supervision & Contingencies	2,0
TOTAL ESTIMATED BUDGET	**33,0**

The Regional Network 3 (Northwest) modernization plan will bring tangible benefits to one of Haiti's most energy-deprived regions:

Reliability and Service Quality:

Electricity availability will increase from 4 hours/day to over 18 hours/day in Port-de-Paix and Bassin Bleu.

System interruptions (SAIFI) are expected to decrease by 60%, ensuring more stable and predictable supply.

Reduction of Energy Losses:

Technical losses will drop from 22% to 13%, and non-technical losses from 20% to 11%, saving a combined 6.5 GWh/year.

This translates into US$1.6 million in annual economic savings and improved utility performance.

Socioeconomic Impact:

Approximately 100,000 new rural households or 10,000 new households and 200 SMEs will gain reliable electricity access, benefiting around 50,000 residents.

150 permanent jobs and 400 temporary positions will be created during construction and operations.

Institutional Strengthening:

Integration of SCADA and smart metering systems will enhance the operational efficiency of Electricité d'Haïti (Ed'H) and support future regional interconnections.

Table 31 Regional Network 3 (RN3) - Summary of Key Performance Indicators (KPIs)

Indicator	Baseline (2024)	Target (Post-Project)	Improvement
Energy availability (hours/day)	4	>18	+ 450%
Technical losses (%)	22%	13%	-9%
Non-technical losses (%)	20%	11%	-9%
Energy saved (GWh/year)	—	6,5	—
New household connections	—	>100000	—

4.6.2.1. Complementary Structural Reinforcement for RN3 under Isolated Operation (2032–2037)

Regional Network 3 (RN3), serving the Northwest Department of Haiti, is expected to remain electrically isolated from the national grid through 2037. Under the current electrification program, approximately 100,000 additional households are projected to be connected by 2037, with an estimated average annual consumption of 730 kWh per household.

This expansion corresponds to an incremental annual energy demand of approximately 73 GWh. Based on typical load factor assumptions for rural and peri-urban electrification (0.45–0.55), the associated peak demand increase is estimated at 16–18 MW. When combined with existing demand, total peak load in RN3 could reach approximately 22–25 MW by 2037.

Given its isolated operation, RN3 must ensure sufficient structural reinforcement to maintain reliability, voltage stability, and operational security under this growth scenario. While the base modernization plan prioritizes medium-voltage reinforcement and rural electrification, projected demand levels justify the introduction of additional high-voltage and system-strengthening measures to ensure long-term sustainability.

A. Development of an Internal 69 kV Backbone

The current configuration of RN3 relies predominantly on 23 kV radial feeders. Although adequate for initial electrification stages, this structure may become technically constrained as load increases, particularly with respect to voltage regulation, technical losses, and thermal limits.

To address these challenges, the development of an internal 69 kV backbone is recommended as a medium-term structural reinforcement measure.

This backbone would consist of a 69 kV transmission line between Port-de-Paix and Saint-Louis-du-Nord (approximately 25–35 km), designed with a thermal capacity in the range of 40–50 MW and configured to allow future ring operation within the region.

The introduction of a 69 kV backbone would:

- Reduce technical losses compared to long 23 kV feeders.
- Improve voltage stability during peak demand periods.

- Facilitate the integration of centralized generation resources.
- Enhance operational flexibility and resilience under isolated conditions.
- Provide structural readiness for potential future interconnection to the national grid.

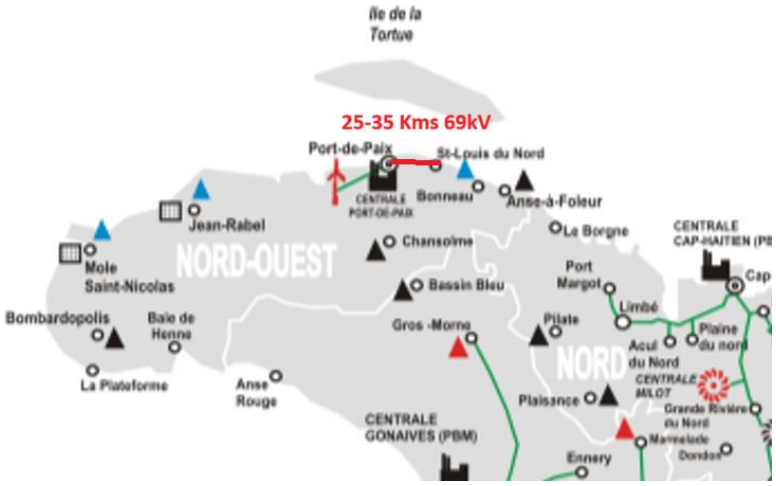


Figure 14 RN3 Complementary Structural Reinforcement

B. Establishment of a 69/23 kV Hub Substation in Port-de-Paix

To accommodate projected load growth and avoid overloading medium-voltage infrastructure, the establishment of a high-voltage transformation hub is recommended.

The proposed configuration includes the installation of two 20 MVA transformers (2 × 20 MVA), enabling N-1 operational capability, together with modern protection systems, SCADA-ready infrastructure, and integrated reactive power compensation equipment.

This hub substation would:

- Increase transformation capacity to support projected peak demand up to 30 MW.
- Improve voltage regulation across the network.
- Strengthen system redundancy and contingency response capacity.
- Provide a platform for integrating renewable generation and storage assets.

C. Additional 23/0.4 kV Distribution Node in the Coastal Zone

Given the scale of planned household connections, reliance on a single distribution expansion node may limit service quality in coastal and geographically dispersed communities.

The development of an additional 23/0.4 kV distribution substation, potentially in Saint-Louis-du-Nord or another strategic coastal load center, with an installed capacity of 10–15 MVA is therefore recommended.

This measure would:

- Reduce low-voltage feeder lengths and associated technical losses.
- Improve voltage profiles in coastal communities.
- Limit the impact of localized outages through greater load decentralization.

D. Reactive Power Management and Voltage Control Program

In isolated power systems, voltage stability and reactive power management are essential for maintaining operational integrity.

A structured reactive power program should include:

- Installation of automatic capacitor banks (2–4 MVAr per major substation).
- Deployment of feeder voltage regulators along extended 23 kV lines.
- Monitoring of power factor and voltage conditions through advanced metering infrastructure.

These interventions would improve voltage regulation, increase effective feeder capacity without costly conductor upgrades, reduce technical losses, and enhance overall operational efficiency.

E. Generation Expansion Envelope (Subject to Optimization Study)

While final generation technology selection will be determined through the optimized system expansion study, planning parameters indicate that RN3 will require firm generation capacity of at least 30 MW by 2037, including an appropriate reserve margin.

An indicative generation envelope could include:

- 10–12 MWp of solar photovoltaic capacity.
- 5–8 MWh of Battery Energy Storage System (BESS).
- 12–15 MW of flexible thermal generation.

This balanced configuration would reduce diesel dependency, improve frequency stability, increase renewable penetration (target range of 35–40%), and ensure supply adequacy under isolated operation. Final sizing and technology selection will be refined through detailed system modeling.

F. Climate Resilience and Infrastructure Hardening

RN3 is exposed to hurricanes, high humidity, and coastal corrosion. Infrastructure investments should therefore integrate resilience considerations from the design stage.

Recommended measures include:

- Wind-load design criteria consistent with extreme weather events.
- Use of corrosion-resistant and galvanized materials.
- Elevation of substation equipment in flood-prone areas.
- Reinforced foundations in coastal segments.

These measures will enhance durability infrastructure, reduce lifecycle costs, and improve post-disaster recovery performance.

Budget

Table 32 Budget Additional Structural Reinforcent - RN3

Additional Structural Reinforcement – RN3 (2032–2037)	
Component	**Estimated budget (USD million)**
69 kV Backbone	15,0
69/23 kV Hub Substation	15,5
Additional Distribution Node	4,5
Reactive Compensation	5,0
TOTAL	**40,0**

Phased Implementation and Demand-Based Triggers

To ensure prudent capital allocation and avoid stranded assets, the structural reinforcement measures described above may be implemented progressively according to clearly defined demand thresholds:

- Initiation of the 69 kV backbone when peak demand exceeds approximately 12 MW.
- Commissioning of the 69/23 kV hub substation when peak demand approaches 18 MW.
- Deployment of the additional distribution node once rural connection density surpasses 70% of forecast levels.

This trigger-based approach aligns investment timing with actual demand growth, ensuring financial efficiency while preserving system reliability.

Overall Strategic Outlook

The combination of medium-voltage expansion, high-voltage structural reinforcement, reactive power management, generation capacity planning, and climate-resilient design will transform RN3 from a radial, capacity-constrained network into a robust and scalable isolated power system.

Such transformation is essential to sustain projected demand growth, improve service quality, and support long-term socioeconomic development in the Northwest region through 2037 and beyond.

The additional structural reinforcement required for RN3 isolated operation through 2037 represents an estimated envelope of: USD 40 million (indicative).

When combined with the base RN3 modernization plan (USD 33 million), the total long-term investment envelope could reach: USD 73 million

This magnitude is consistent with the transformation of RN3 from a fragile radial distribution system into a resilient, scalable isolated regional power system capable of supporting 25 MW peak demand and significant renewable integration.

Implementation Schedule Regional Network 3 – RN3 (2027-2037)

The implementation plan for the Northwest Regional Network (RN3) aims to transform one of the most isolated electricity systems in Haiti into a stable and scalable regional network capable of supporting long-term demand growth.

The program combines modernization of the existing distribution network with structural reinforcement measures designed to ensure system stability under isolated operation.

Phase I (2027–2031): Network Rehabilitation and Electrification

Key activities include:

- Construction of the 23 kV Port-de-Paix – Bassin Bleu feeder.
- Rehabilitation of urban feeders in Port-de-Paix.
- Modernization of the Port-de-Paix main substation.
- Expansion of MV/LV networks to underserved rural areas.
- Installation of smart metering systems.

Estimated investment: USD 33 million

Phase II (2032–2037): Structural Reinforcement of the Isolated System

Given projected demand growth, structural reinforcement measures will be implemented to ensure operational reliability.

Key activities include:

- Development of a 69 kV internal backbone between Port-de-Paix and Saint-Louis-du-Nord.
- Construction of a 69/23 kV hub substation in Port-de-Paix.
- Installation of reactive power compensation systems.
- Creation of an additional distribution node in the coastal zone.
- Deployment of feeder voltage regulators and monitoring systems.

Estimated investment: USD 40 million

By 2037, RN3 will evolve from a radial distribution system into a resilient isolated regional grid capable of supporting peak demand of 25 MW.

4.6.3. Regional Network 4 (RN4) - Reinforcement Plan

Regional Network 4 covers the Southeast region of Haiti, primarily the municipalities of Jacmel, Cayes-Jacmel, and Marigot.

The area is supplied by isolated medium-voltage (23 kV) feeders and local diesel generation, with no 69 kV transmission lines and no direct connection to the 115 kV corridor.

Current conditions are characterized by:

- Average grid availability of 5–6 hours/day in Jacmel and less in peri-urban/rural zones.
- Electrification coverage of roughly 35% of households.
- High dependence on expensive diesel generation and small, fragmented mini-grids.
- The objective of the Regional Network 4 Development Plan is to consolidate a robust 23 kV subtransmission backbone to integrate solar PV and BESS, and expand distribution networks to achieve higher reliability, lower losses, and increased access in the Southeast.

Technical Actions by Component

a) 23 kV Sub transmission and Primary Distribution

- Reinforcement of the 23 kV Jacmel – Cayes-Jacmel feeder (20 km) with new concrete poles, ACSR conductors and improved clearances.
- Construction of a 23 kV line Jacmel – Marigot (25 km) to interconnect the existing isolated supply in Marigot to the Jacmel regional hub.
- Reconfiguration of 10 km of overloaded 23 kV laterals inside Jacmel (loop closing, sectioning, and re-phasing).

Figure 15 Regional Network 4 (RN4) - Reinforcement Plan

Expected results:

Reduction of voltage drops by 15–20% in end-of-feeder areas.

- Technical losses reduced by about 2.0 GWh/year due to conductor upgrades and network reconfiguration.

b) Substations and Key Electrical Nodes

- Upgrade of the main Jacmel 23/0.4 kV primary substation (15–20 MVA), including new MV switchgear, protection relays, and auxiliary systems.

- Construction of two new 23/0.4 kV distribution substations: one in Cayes-Jacmel (10 MVA) and one in Marigot (8 MVA), to act as regional nodes for future mini-grids and PV integration.
- Installation of automatic voltage regulators (AVR) and capacitor banks (2 × 2 Mvar) in Jacmel and Cayes-Jacmel for local voltage and power-factor correction.

Expected results:

- Regional transformation capacity increased to ≈ 38 MVA.
- Forced outages (substation-related) reduced by ~40%.

c) LV Distribution Networks and Urban–Rural Electrification

- Expansion of ~120 km of 23 kV MV lines to supply surrounding rural and peri-urban communities (upland areas and coastal corridors).
- Deployment of 220 km of LV (220/120 V) networks in Jacmel, Cayes-Jacmel and Marigot municipal areas, including densification of existing neighborhoods and extension to new settlements.
- Installation of 120 distribution transformers (100 kVA each) for new load centers.
- Connection of approximately 18,000 new customers, including households, small shops, tourism services and agro-processing.
- Introduction of AMI smart meters in the urban cores of Jacmel and Cayes-Jacmel to detect non-technical losses and improve billing efficiency.

Expected results:

- Electrification coverage increased from 35% to ~70% of households in the region.
- Non-technical losses reduced by 2.0 GWh/year through metering and regularization.

d) Complementary Civil and Environmental Works

- Improvement of access roads, platforms, and drainage around key substations and along critical MV corridors, especially in landslide-prone hillside zones.
- Implementation of environmental mitigation measures, including reforestation in rights-of-way and erosion control in steep terrain.
- Capacity-building programs in operation and maintenance of PV/BESS systems, MV switching procedures, and safety practices.

e) Renewable energy (Solar PV Generation and BESS) integration:

The preliminary plan includes the installation of two photovoltaic solar plants (totaling approximately 8 MWp): 5 MWp near Jacmel and 3 MWp near Cayes-Jacmel. The plan also includes the deployment of BESS systems with a total capacity of approximately 12 MWh, distributed as follows: 8 MWh in Jacmel (grid-forming capacity) and 4 MWh in Cayes-Jacmel/Marigot (peak attenuation and backup). Hybrid operation will be supported by existing diesel generators (approximately 5-6 MW).

However, the final recommendations regarding the generation capacity and technology to be incorporated will be derived from the optimized expansion study being conducted as part of this project and are therefore not included in the budget or profit estimate.

Budget

Table 33 RN4 Reinforcement Plan - Estimated budget

Component	Estimated Budget (USD million)
23 kV Subtransmission (Jacmel–Cayes-Jacmel–Marigot)	10,0
Substations and 23/0.4 kV Nodes	8,0
MV and LV Distribution & New Connections	9,0
Civil Works & Environmental Mitigation	2,0
Engineering, Supervision & Contingencies	1,0
TOTAL ESTIMATED BUDGET	**30,0**

The Regional Network 4 Development Plan will deliver a substantial transformation in the Jacmel–Cayes-Jacmel–Marigot corridor, with quantifiable technical, economic and social benefits:

Service Reliability and Quality

- Average electricity availability is expected to rise from 5–6 hours/day to 20 hours/day in Jacmel and from 3–4 to 16–18 hours/day in surrounding communities.
- Interruption frequency (SAIFI) is projected to drop by 55%, and outage duration (SAIDI) by 50%.
- Reduction of Technical and Non-Technical Losses
- Technical losses in MV/LV networks will be reduced from around 20% to 11%, corresponding to 4.0 GWh/year of energy saved.
- Non-technical losses (unmetered consumption, theft, and billing issues) will fall from 17% to 9%, adding 3.0 GWh/year in recovered energy.
- Combined, the plan is expected to save or recover 7.0 GWh/year, equivalent to 1.7 million USD/year (assuming 0.24 USD/kWh).

Access and Socioeconomic Impact

- About 90,000 new rural customers or 18,000 new customer connections (households, SMEs, tourism and services) will be enabled, benefiting approximately 80,000 people.
- Electrification of tourism and agro-processing activities (fishery cold chain, coffee/cacao drying and processing) is expected to drive local GDP growth of 1–1.3% per year.

Institutional and Operational Strengthening

- Deployment of SCADA and AMI will enhance Ed'H's operational visibility and control, allowing faster fault location and better demand management.
- Standardized MV and LV designs will reduce O&M costs and facilitate spare parts management.

Table 34 Regional Network 4 (RN4)- Summary of Key Performance Indicators (KPIs)

ndicator	Baseline (2024)	Target (Post-Project)	Improvement
Energy availability (Jacmel, hours/day)	5–6	~20	+363%
Energy availability (peri-urban/rural, hours/day)	3–4	16–18	+ 485%
osses (%)	20%	11%	-9%
ical losses (%)	17%	9%	-8%
Energy saved/recovered (GWh/year)	—	7.0	—

Implementation Schedule Regional Network 4 – RN4 (2027-2037)

The development program for the Southeast Regional Network (RN4) focuses on consolidating the existing medium-voltage network and expanding electricity access across the Jacmel–Cayes-Jacmel–Marigot corridor.

Phase I (2027–2031): Distribution Reinforcement

Key activities include:

- Reinforcement of the Jacmel – Cayes-Jacmel 23 kV feeder.
- Construction of the Jacmel – Marigot 23 kV interconnection line.
- Rehabilitation of overloaded feeders in Jacmel.
- Upgrade of the Jacmel primary substation.
- Construction of new distribution substations in Cayes-Jacmel and Marigot.

Estimated investment: USD 20 million

Phase II (2032–2037): Electrification Expansion and Network Consolidation

Key activities include:

- Expansion of MV and LV networks across the Southeast region.
- Installation of additional distribution transformers.
- Implementation of AMI metering systems.
- Reinforcement of voltage control and reactive power compensation.

Estimated investment: USD 10 million

By 2037, RN4 is expected to achieve electricity availability of 18–20 hours per day in Jacmel and significant improvements in rural electrification coverage.

4.6.4. Regional Network 5 (RN5) - Reinforcement Plan

Regional Network 5 covers part of the Grand'Anse Department, with a primary focus on the Jérémie–Roseaux corridor and neighboring rural communities.

The area is characterized by:

- High geographic isolation, difficult road access and mountainous terrain.
- Very limited and unreliable electricity supply, with average availability of 3–5 hours/day in Jérémie and often less in surrounding localities.
- Strong exposure to hurricanes and heavy rainfall, which frequently damage LV/MV assets.
- Existing infrastructure is mostly medium-voltage 23 kV radial feeders, supplied by small diesel plants with high fuel costs and recurrent outages. There is no 69 kV transmission infrastructure in the region.

The objective of the Regional Network 5 Development Plan is to create a robust 23 kV backbone between Jérémie and Roseaux, integrate solar PV + BESS, and expand distribution networks to significantly improve reliability, access, and loss performance in the Southwest.

Technical Actions by Component

a) 23 kV Subtransmission and Primary Feeders

- Construction of a 23 kV line Jérémie–Roseaux (20 km approx.) using concrete poles, ACSR 120 mm² conductors and improved clearances to withstand coastal wind and salt spray.
- Rehabilitation of 8 km approx. of existing 23 kV feeders in the Jérémie urban area to eliminate bottlenecks and overloaded spans.
- Installation of sectionalizing switches and reclosers along the Jérémie–Roseaux corridor for improved fault isolation and restoration.

Expected results:

- Significant improvement of voltage levels at Roseaux and intermediate villages.

- Reduction of technical losses by ≈ 1.5 GWh/year due to better conductor sizing, shorter overloads and fewer fault-related re-energizations.

Figure 16 Regional Network 5 (RN5) - Reinforcement Plan

b) Substations and Electrical Nodes

- Upgrade of the main Jérémie primary substation (≈ 15–20 MVA, 23/0.4 kV), including:
  - New 23 kV switchgear,
  - Modern protection relays and metering,
  - Refurbished auxiliary AC/DC systems.
- Construction of a new 23/0.4 kV substation in Roseaux (≈ 5–8 MVA) to:
  - Serve as a local node for LV distribution and future mini-grid interconnections,
  - Provide reactive support and voltage control for the western part of the corridor.
- Installation of capacitor banks (2–3 Mvar total) in Jérémie and Roseaux for improved power factor correction.

Expected results:

- Regional installed transformation capacity increased to ≈ 25–28 MVA.
- Substation-related forced outages reduced by ≈ 35–40% through modern protection and switching equipment.

c) MV/LV Distribution Networks and New Connections

- Expansion of 70–80 km of 23 kV lines to connect rural communities along and beyond the Jérémie–Roseaux axis.
- Deployment of 140–160 km of LV (220/120 V) networks in Jérémie, Roseaux and surrounding villages.

- Installation of 100 distribution transformers (50–100 kVA each) for new load centers and villages.
- Connection of around 12,000–13,000 new customers, including households, small businesses, fishing communities and agro-processing facilities.
- Implementation of AMI smart metering in the urban area of Jérémie and gradually in Roseaux, to:
    - Reduce non-technical losses,
    - Improve billing and payment discipline,
    - Support prepayment schemes where relevant.

Expected results:

- Electrification coverage in the Jérémie–Roseaux corridor increased from 30% to 65% of households.
- Non-technical losses reduced by ≈ 1.8 GWh/year through metering, regularization and better control.

d) Complementary Civil, Environmental and Institutional Measures

- Civil works:
    - Platform improvements, drainage channels and erosion control for the Jérémie substation,
    - Basic platform and drainage works for the new Roseaux substation,
    - Stabilization of poles and foundations in landslide-prone segments of the 23 kV line.
- Environmental mitigation:
    - Reforestation and vegetation management within rights-of-way,
    - Proper oil containment for transformers and BESS enclosures.
- Capacity building:
    - Training of Ed'H regional staff on MV fault location and switching,
    - O&M training for PV and BESS assets,
    - Safety procedures for work on energized 23 kV lines and substations.

e) Solar PV Generation and BESS Integration

Preliminary plans include the installation of a total of ≈ 4 MWp of solar PV, distributed as: 2.5 MWp near Jérémie (ground-mounted) and 1.5 MWp near Roseaux or an intermediate site. Deployment of ≈ 6 MWh of Battery Energy Storage Systems (BESS): 4 MWh at Jérémie substation (grid-forming and backup capability), 2 MWh at or near Roseaux (peak shaving and islanding support). Hybrid operation with existing diesel generators (≈ 3–4 MW total).

However, the final recommendations on the generation in capacity and technology to be incorporated will emerge from the optimized expansion study that is carried out as part of this work and are therefore not considered for the budget or profit estimate.

Budget

Table 35 RN5 Reinforcement Plan - Estimated budget

Component	Estimated Budget (USD million)
23 kV Jérémie–Roseaux Line (20 km) + MV rehab	6,0
Substations (Jérémie upgrade + new Roseaux node)	6,0
MV/LV Distribution & New Connections	7,0
Civil Works & Environmental Mitigation	1,0
Engineering, Supervision & Contingencies	1,0
TOTAL ESTIMATED BUDGET	**21**

The Regional Network 5 Development Plan will significantly improve electricity service and resilience in one of Haiti's most isolated coastal regions:

Service Reliability and Availability

- Average electricity availability is expected to increase:
- In Jérémie, from 4–5 hours/day to 18–20 hours/day,
- In Roseaux and surrounding communities, from 2–3 hours/day to 14–16 hours/day.
- System interruption frequency (SAIFI) is projected to decrease by 50–55%, and average outage duration (SAIDI) by 45–50%, due to better feeder design, switching and protection.

Reduction of Technical and Non-Technical Losses

- Technical losses in MV/LV networks are expected to fall from 22% to 13%, corresponding to 3.0 GWh/year of energy saved.
- Non-technical losses (theft, unmetered consumption and billing errors) are projected to decline from 18% to 10%, adding 2.0 GWh/year in recovered energy.
- Combined, the program should deliver 5.0 GWh/year in saved/recovered energy, equivalent to 1.2 million USD/year at an average cost of 0.24 USD/kWh.

Access and Socioeconomic Impact

- Around 55,000–60,000 new customer connections will be enabled, benefiting an estimated 223,000–245,000 people.

- Reliable supply in fishing communities and agro-processing (cacao, breadfruit, coffee) will support income generation and local value chains.

Institutional Strengthening

- The introduction of SCADA-lite monitoring (for substations and key feeders) and AMI in Jérémie will improve Ed'H's control over losses, outages, and billing.
- Standardized 23 kV and LV designs will facilitate maintenance and spare-part management in this remote region.

Table 36 Regional Network 5 (RN5) - Summary of Key Performance Indicators (KPIs)

ndicator	Baseline (2024)	Target (Post-Project)	Improvement
Energy availability (Jérémie, hours/day)	4–5	18–20	+ 400%
Energy availability (Roseaux & rural, hours/day)	2–3	14–16	+ 533%
osses (%)	22%	13%	-9%
ical losses (%)	18%	10%	-8%
Energy saved/recovered (GWh/year)	—	5.0	—

Implementation Schedule Regional Network 5 – RN5 (2027-2037)

The development plan for RN5 focuses on improving electricity reliability and access in the Jérémie–Roseaux corridor and surrounding communities in the Grand'Anse department.

Phase I (2027–2031): Backbone Distribution Development

Key activities include:

- Construction of the Jérémie – Roseaux 23 kV backbone feeder.
- Rehabilitation of existing feeders in Jérémie.
- Upgrade of the Jérémie primary substation.
- Construction of a new distribution node in Roseaux.
- Installation of sectionalizing devices and protection systems.

Estimated investment: USD 14 million

Phase II (2032–2037): Network Expansion and Electrification

Key activities include:

- Expansion of MV and LV networks to rural communities.
- Installation of distribution transformers.
- Deployment of AMI metering systems.
- Reinforcement of network resilience against extreme weather conditions.

Estimated investment: USD 7 million

4.6.5. Implementation Schedule RN1 - RN5 (2027 – 2037)

The implementation of the Regional Network Reinforcement Program is structured through a phased approach covering the period 2027–2037. Each regional network follows a similar sequencing strategy, beginning with the stabilization and reinforcement of existing distribution infrastructure, followed by the development of structural transmission or sub-transmission backbones and expansion of electricity access. The table below summarizes the implementation schedule for the five regional networks.

Table 37 Implementation Phases – Regional Transmission and Distribution Systems (Regions 1–5)

Regional Network	Phase	Period	Investment (USD Millons)	Main Scope of Work	Expected Outcome
RN1 – Northeast (Nord / Nord-Est)	Phase I – Distribution Stabilization	2027–2030	69	Rehabilitation of the Cap-Haïtien – Caracol – Fort-Liberté – Ouanaminthe 23 kV corridor; modernization of distribution nodes; installation of protection, metering and reactive compensation systems; expansion of	Stabilization of the regional electricity system and improved service reliability in the northeastern corridor.
	Phase II – Transmission Backbone Development	2031–2037	133	Construction of the 115 kV backbone linking Cap-Haïtien, Caracol, Fort-Liberté and Ouanaminthe; construction of new substations and integration with SCADA systems.	Establishment of the northern transmission backbone and preparation for future national interconnection.
RN2 – Southern Peninsula (Sud / Nippes)	Phase I – Distribution Reinforcement	2027–2030	45	Rehabilitation of 23 kV feeders between Miragoâne, Aquin and Les Cayes; modernization of distribution nodes; expansion of MV/LV networks and installation of distribution transformers.	Improved continuity of supply and reduction of technical and non-technical losses.
	Phase II – 69 kV Backbone Development	2031–2037	66	Construction of the Saint-Louis-du-Sud – Les Cayes and Saint-Louis-du-Sud – Miragoâne 69 kV corridors; construction of 69/23 kV substations in Les Cayes, Saint-Louis-du-Sud and Miragoâne; SCADA integration.	Creation of a regional sub-transmission backbone enabling improved voltage stability and higher transfer capacity.
RN3 – Northwest (Nord-Ouest)	Phase I – Network Rehabilitation	2027–2031	33	Construction and rehabilitation of 23 kV feeders in the Port-de-Paix area; modernization of the Port-de-Paix substation; expansion of MV/LV networks.	Stabilization of the isolated northwest system and improved reliability in the main urban centers.
	Phase II – Structural Reinforcement	2032–2037	40	Development of an internal 69 kV backbone between Port-de-Paix and Saint-Louis-du-Nord; installation of reactive compensation systems and reinforcement of substations.	Transformation of RN3 into a more resilient isolated regional grid capable of supporting demand growth.
RN4 – Southeast (Sud-Est)	Phase I – Distribution Reinforcement	2027–2031	20	Reinforcement of the Jacmel – Cayes-Jacmel 23 kV corridor; construction of the Jacmel – Marigot feeder; modernization of Jacmel substation.	Improved reliability and service availability in the southeast coastal corridor.
	Phase II – Electrification Expansion	2032–2037	10	Expansion of MV/LV networks across the Sud-Est department; installation of distribution transformers and voltage control systems.	Expansion of electricity access and improved operational stability of the regional network.
RN5 – Grand'Anse	Phase I – Backbone Distribution Development	2027–2031	14	Construction of the Jérémie – Roseaux 23 kV backbone feeder; rehabilitation of feeders in Jérémie; upgrade of Jérémie distribution node.	Improved reliability and operational flexibility in the Jérémie corridor.
	Phase II – Network Expansion	2032–2037	7	Expansion of MV/LV distribution networks and installation of new distribution transformers across rural areas.	Increased electricity access and improved resilience of the regional electricity system.
Total en Sistemas Regionales			**437**		

4.7. Summary of the intervention in the Haitian Transmission Network

he following table consolidates the estimated investment requirements and expected technical benefits associated with the rehabilitation and modernization of Haiti's national transmission and regional sub-transmission systems.

The proposed investment program for the modernization and expansion of Haiti's electricity network represents a total estimated capital expenditure of approximately USD 578 million, combining investments in transmission, medium-voltage sub-transmission, and distribution infrastructure across both the Port-au-Prince metropolitan system and the regional electricity networks. According to the preliminary technical estimates summarized in Table 39, these interventions could generate a reduction of approximately 52 GWh per year in technical energy losses, significantly improving the operational efficiency and reliability of electricity supply nationwide.

In the Port-au-Prince metropolitan system (RN0), where the country's largest concentration of electricity demand is located, the program allocates approximately USD 141 million in transmission and USD 123 million in distribution investments. These interventions include reinforcement of the 115 kV Péligre–Port-au-Prince transmission corridor, rehabilitation of key 115 kV substations, and modernization of the 69 kV sub-transmission network and associated distribution infrastructure. Together, these actions are expected to strengthen transformation capacity, improve voltage regulation, and increase transfer capability toward the capital, generating an estimated 36 GWh per year reduction in network losses.

Table 38 Summary of the intervention in the Haitian Networks

Installation	CAPEX Transport et Moyenne Tension (millions USD)	CAPEX Distribution (millions USD)	Total CAPEX (millions USD)	OPEX Transport et Moyenne Tension (millions USD/an)	OPEX Distribution (millions USD/an)	Total OPEX (millions USD/an)
Port-au-Prince Metropolitan Grid (RN0)	141	123	264	3,3	3,7	7,0
Regional Network (RN1) - North & Northeast Region	166	36	202	3,6	1,1	4,7
Regional Network 2 (RN2) – Southern and Nippes Region	69	42	111	1,5	1,2	2,7
Regional Network 3 (RN3)– Northwest Region	54	20	73	1,2	0,6	1,8
Regional Network 4 (RN4) – Southeast Region	20	10	30	0,4	0,3	0,7
Regional Network 5 (RN5) – Southeast Region	14	7	21	0,3	0,2	0,5
Total	**464**	**237**	**701**	**10,2**	**7,2**	**17,4**

In the regional electricity systems, covering the northern, northeastern, northwestern, southern, and southeastern regions of the country, the program includes approximately USD 437 million investments across Regional Networks RN1 to RN5. These investments combine reinforcement of medium-voltage transmission corridors, construction and rehabilitation of substations, and expansion of distribution infrastructure aimed at increasing electricity access and improving operational reliability.

The regional investment program is expected to generate a combined reduction of approximately 36 GWh per year in network losses, through improvements in conductor capacity, voltage regulation, system protection, and modernization of distribution

infrastructure. In addition to reducing technical losses, these interventions will significantly enhance system resilience, improve service continuity in provincial load centers, and facilitate the integration of new electricity users across currently underserved regions.

Taken together, this investment package represents a coordinated strategy to strengthen Haiti's electricity infrastructure by increasing transmission capacity, modernizing regional networks, reducing energy losses, and improving the reliability and quality of electricity supply both in the capital and throughout the country.

Given the uncertainty surrounding the expected growth in electricity demand, and notwithstanding the individual demand projections developed for each case, the implementation of the Plan has been structured in two stages. The first stage, which is estimated to extend through 2030, focuses primarily on improving network reliability and accommodating demand equivalent to 20% of the target demand. This is followed by a second stage, which has been indicatively assumed to extend through 2037, although in practice it may take considerably longer, during which the remaining projected demand could be progressively incorporated.

Based on this assumption, the estimated total investment has been allocated between the two stages, as shown in the tables below.

Table 39 Summary of the intervention in the Haitian Networks – Phase I

Installation	Transmission & Medium-Voltage CAPEX (USD million)	Distribution CAPEX (USD million)	Total CAPEX (USD million)	Transmission & Medium-Voltage OPEX (USD million/year)	Distribution OPEX (USD million/year)	Total OPEX (USD million/year)
Port-au-Prince Metropolitan Network (RN0)	97	69	166	2,3	2,1	4,4
Regional Network 1 (RN1) – North and North-East Region	33	22	55	0,7	0,7	1,4
Regional Network 2 (RN2) – South and Nippes Region	0	32	32	0,0	0,9	0,94
Regional Network 3 (RN3) – North-West Region	23	10	33	0,5	0,3	0,81
Regional Network 4 (RN4) – South-East Region	9	5	14	0,2	0,2	0,35
Regional Network 5 (RN5) – South-West Region	5	4	10	0,1	0,1	0,24
Total	**167**	**142**	**309**	**3,8**	**4,4**	**8,14**

Table 40 Summary of the intervention in the Haitian Networks – Phase II

Installation	Transmission & Medium-Voltage CAPEX (USD million)	Distribution CAPEX (USD million)	Total CAPEX (USD million)	Transmission & Medium-Voltage OPEX (USD million/year)	Distribution OPEX (USD million/year)	Total OPEX (USD million/year)
Port-au-Prince Metropolitan Network (RN0)	44	54	98	1,0	1,6	2,60
Regional Network 1 (RN1) – North and North-East Region	133	15	148	2,9	0,4	3,30
Regional Network 2 (RN2) – South and Nippes Region	69	10	79	1,45	0,3	1,75
Regional Network 3 (RN3) – North-West Region	31	10	40	0,7	0,3	0,96
Regional Network 4 (RN4) – South-East Region	12	4	16	0,2	0,1	0,37
Regional Network 5 (RN5) – South-West Region	8	3	11	0,2	0,1	0,28
Total	**297**	**95**	**392**	**6,4**	**2,8**	**9,26**

The transition to Phase II would be triggered by a set of indicators primarily related to the loading levels of the network and its critical components. These criteria are summarized in the following table:

Table 41 Demand-Driven Investment Triggers and Expansion Packages by Regional Network

Region	Current Capacity (MVA)	Additional Capacity (MVA)	Future Capacity (MVA)	Phase I Operating Range	Phase II Trigger	Trigger Type	Expansion Package Activated
RN0 – Metropolitan (Port-au-Prince)	250,0	160,0	410,0	Up to 300 MVA	>300–320 MVA	Capacity + congestion	Network reconfiguration and modernization package including expansion of distribution substations, development of meshed MV configurations, and deployment of advanced monitoring, automation, and smart metering systems.
RN1 – Northern Corridor	60,0	90,0	150,0	Up to 80–90 MVA	>90–105 MVA	Structural limitation	Structural expansion package including development of a 115 kV backbone, new high-voltage substations, and associated MV network integration.
RN2 – Southern System	60,0	75,0	135,0	Up to 80–90 MVA	>90–100 MVA	Substation saturation	Capacity expansion package including development of new substations, extension of MV networks, and further system densification to support demand growth.
RN3 – Northwest (Port-de-Paix)	15,0	60,0	75,0	Up to 40–45 MVA	>45–50 MVA	Reliability + radial constraint	Structural reinforcement package including development of a 69 kV backbone, new substations, and voltage regulation systems to support increased demand.
RN4 – Southeast (Jacmel)	15,0	23,0	38,0	Up to 24–26 MVA	>26–28 MVA	Feeder saturation	Network expansion package including extension of the 23 kV backbone, development of new distribution substations, and densification of MV/LV networks.
RN5 – Southwest (Jérémie)	15,0	13,0	28,0	Up to 17–18 MVA	>18–20 MVA	Weak grid / reliability	Extension of the 23 kV network, development of a new distribution substation, and expansion and consolidation of MV/LV systems to accommodate load growth and improve service quality.

Note: The thresholds indicated correspond to the demand levels at which **Phase II investments become technically justified** in order to maintain adequate operating margins, preserve service quality, and ensure the reliability of the electric power system.

5. Grid Capacity Assessment

The integration of users currently supplied by mini-grids or identified as potential beneficiaries of grid extension because they are located less than 2000 meters from the existing network requires a rigorous verification of the available electrical capacity in each regional grid. This analysis is essential to ensure that the expansion measures proposed in the Transmission and Distribution Plan are sufficient to supply the additional demand without compromising system reliability or operational security.

Quantifying the additional load associated with 817,512 new connections makes it possible to determine whether each regional network has:

- Sufficient transformation capacity to accommodate the new peak demand.
- Adequate operational margins to avoid transformers or feeder overloading during peak hours.
- The flexibility and maneuvering capacity required to integrate dispersed users without degrading voltage levels.
- The technical conditions needed to replace mini-grids with short grid extensions, reduce operational costs, improve service quality, and ensuring permanent, utility-grade supply.

This assessment also helps identify capacity gaps in networks where the projected demand exceeds the currently available capacity, thus justifying the planned substation repowering, line extensions, and structural reinforcements included in the expansion plan. In this way, the analysis ensures that the proposed investments not only cover the projected demand, but do so while maintaining reliability, efficiency, and long-term system sustainability.

In summary, the table provides a critical tool for confirming that the planned reinforcements of each regional grid are indeed sufficient to absorb the mini-grid users located within 2000 meters of the existing network, enabling their safe, technically sound, and economically viable integration into the national interconnected system.

The following table presents a detailed estimate of the additional demand that the national power system will need to supply as a result of integrating 817,512 new users distributed

across the metropolitan Port-au-Prince network and the four regional grids (RN2–RN5). The analysis combines annual energy consumption projections, residential load-factor assumptions, and the currently installed transformation capacity in each zone in order to determine the level of sub-transmission and distribution reinforcement required.

For each grid, the table quantifies:

- Planned new connections (N_r) according to departmental electrification programs.
- Additional annual energy (E_r) based on the expected consumption of newly connected users.
- Additional peak demand (P_{max}) estimated using a representative load factor.
- Additional transformation capacity required to maintain adequate operational margins.
- Current capacity and existing peak demand, which allow calculation of the available margin before expansion.
- Capacity increases considered in the plan, derived from the repowering and reinforcement projects defined for each zone.
- Post-reinforcement available capacity, expressed in both MW and percentage terms, enabling assessment of system robustness under projected demand growth.

This evaluation constitutes essential input for the Transmission Expansion Plan, as it allows precise identification of the areas where infrastructure investment is most needed, the networks where current capacity is insufficient, and the operational margins that will be achieved once the proposed reinforcements are implemented.

Table 42 Capacity margin assessment: planned reinforcements

Grid / Zone	Departments Included	New Connections (N_r)	Additional Annual Energy (E_r) [GWh/year]	Additional Peak Demand (P_{max})* [MW]	Additional Transformation Capacity Required [MVA]	Current Transformation Capacity [MVA]	Current Peak Demand [MVA]	Available Capacity [MVA]	Additional Capacity Considered in the Plan [MVA]	Available Capacity for New Demand [MVA]	Capacity Margin [MVA]	Post-Reinforcement Margin [%]
RN0 -Port-au-Prince (Metropolitana)	Ouest, Artibonite, Centre	317.114	231	66	73	*250*	*144*	*106*	*160*	*266*	*192*	*47%*
RN1 - Northeast	Nord, Nord-Est	158.135	115	33	37	*60*	*29*	*31*	*90*	*121*	*85*	*56%*
RN 2 – Sur y Nippes	Sud, Nippes (“Pezones”)	104.015	76	22	24	*60*	*23*	*37*	*75*	*112*	*88*	*65%*
RN 3 – Noroeste	Nord-Ouest	90.596	66	19	21	*15*	*6*	*9*	*60*	*69*	*48*	*64%*
RN 4 – Sudeste	Sud-Est	93.883	69	20	22	*15*	*6*	*9*	*23*	*32*	*10*	*27%*
RN 5 – Grande Anse	Grande Anse	53.769	39	11	12	*15*	*6*	*9*	*13*	*22*	*10*	*35%*
TOTAL		**817.512**	**597**	**170**	**189**	**415**	**214**	**201**	**421**	**622**	**433**	52%

The capacity adequacy assessment evaluates the ability of Haiti’s transmission and sub-transmission systems to accommodate projected demand growth and the integration of new electricity users across the national grid. The analysis considers both the currently installed transformation capacity and the additional capacity incorporated in the reinforcement plan for each regional network.

Results indicate that the proposed reinforcements significantly improve system reliability and reserve margins across all grid zones. The expansion program increases transformation

capacity, enhances operational flexibility, and ensures that the projected demand associated with new connections can be safely integrated into the system.

The following conclusions summarize the main findings for each network zone.

1. National Demand Growth and Capacity Requirements

At the national level, the system must accommodate approximately 170 MW of additional peak demand, associated with the integration of 817,512 new electricity users. Meeting this demand requires approximately 189 MVA of additional transformation capacity across the six grid zones considered in the analysis.

2. Port-au-Prince Metropolitan Grid (RN0)

The Port-au-Prince metropolitan system represents the largest concentration of new demand. It accounts for approximately 317,114 new connections, corresponding to 231 GWh/year of additional energy demand and 66 MW of additional peak demand. The current available capacity is 106 MVA, which would not be sufficient to absorb the projected load without reinforcement.

The reinforcement plan includes the addition of 160 MVA of new transformation capacity, increasing the available capacity for new demand to 266 MVA.

After reinforcement, the system reaches a capacity margin of 192 MVA, corresponding to a post-reinforcement margin of 47%, restoring acceptable operational conditions for the metropolitan grid.

3. RN1 – Northeast Region

The Northeast network also experiences significant demand growth. The integration of 158,135 new users requires approximately 37 MVA of additional transformation capacity.

The current network has 31 MVA of available capacity, which is insufficient for the projected expansion. The reinforcement plan incorporates 90 MVA of additional capacity, increasing the available capacity for new demand to 121 MVA.

After reinforcement, RN1 achieves a capacity margin of 85 MVA, equivalent to a 56% reserve margin, providing a comfortable operational buffer.

4. RN2 – Sud and Nippes

RN2 shows a particularly strong improvement after reinforcement. The region must accommodate 104,015 new connections, corresponding to 22 MW of additional peak demand. The current network has 37 MVA available capacity.

The plan incorporates 75 MVA of additional transformation capacity, increasing the available capacity for new demand to 112 MVA. The resulting capacity margin reaches 88 MVA, corresponding to a post-reinforcement margin of 65%, indicating a robust capacity position for the region.

5. RN3 – Northwest Region

RN3 currently operates with a relatively small transformation base.

The integration of 90,596 new users requires approximately 21 MVA of additional transformation capacity. The current system has 9 MVA of available capacity, reflecting limited operational headroom.

The reinforcement plan incorporates 60 MVA of additional capacity, increasing the available capacity for new demand to 69 MVA. After reinforcement, RN3 achieves a capacity margin of 48 MVA, corresponding to a post-reinforcement margin of 64%, significantly improving system resilience.

6. RN4 – Southeast Region

RN4 reaches a moderate but adequate capacity margin after reinforcement.

The network must accommodate 93,883 new connections, corresponding to 20 MW of additional peak demand. The current available capacity is 9 MVA.

The reinforcement plan includes 23 MVA of additional transformation capacity, increasing the available capacity for new demand to 32 MVA. The resulting capacity margin is 10 MVA, equivalent to a 27% post-reinforcement margin, which is sufficient for the projected load increase but leaves limited reserve capacity for further demand growth.

7. RN5 – Grand’Anse Region

RN5 also shows a satisfactory improvement after reinforcement.

The network must integrate 53,769 new users, corresponding to 11 MW of additional peak demand. The current available capacity is 9 MVA.

The plan incorporates 13 MVA of additional capacity, increasing the available capacity for new demand to 22 MVA. After reinforcement, RN5 achieves a capacity margin of 10 MVA, corresponding to a 35% reserve margin, providing adequate operational flexibility.

8. National System Margin After Reinforcement

At the national level, the reinforcement program incorporates 421 MVA of additional transformation capacity, increasing the total available capacity for new demand to approximately 622 MVA. This results in a total capacity margin of 433 MVA, corresponding to an aggregate post-reinforcement margin of approximately 52%.

Overall, the analysis confirms that the proposed reinforcement program provides sufficient transformation capacity to integrate the projected demand growth associated with the electrification program, while maintaining adequate reserve margins across all regional networks.

The results of the capacity adequacy assessment indicate that the planned reinforcement program yields an aggregate national transformation capacity margin of approximately 52% after the implementation of the proposed investments.

From a strategic planning perspective, this margin can be interpreted as an adequate and balanced reserve level for a rapidly expanding electricity system, particularly in a context such as Haiti where the power network is undergoing structural modernization and large-scale electrification.

Several key implications emerge from this result:

1. Sufficient flexibility for demand growth

A reserve margin above 50% provides sufficient operational flexibility to absorb uncertainties in demand projections, including faster-than-expected electrification rates, improvements in service hours, and gradual increases in household electricity consumption as living standards improve.

2. Improved operational reliability

The additional transformation capacity significantly reduces the risk of network congestion and transformer overloads, improving voltage stability and operational reliability across the system. This is particularly important in regional networks that currently operate with limited transformation capacity and weak redundancy.

3. Enabling large-scale electrification

The reinforcement program ensures that the system can safely integrate more than 800,000 new users without creating structural bottlenecks in the transmission or sub-transmission system. This is a critical prerequisite for achieving national electrification targets.

4. Risk mitigation in an evolving system

Given the uncertainties associated with future demand growth, economic development, and the potential integration of new generation sources, maintaining a robust capacity margin reduces the likelihood that urgent and costly emergency reinforcements will be required in the medium term.

5. Strategic alignment with long-term grid development

The margin also creates the technical conditions required for the future development of a more interconnected national transmission system, enabling gradual integration of regional networks and facilitating future renewable generation projects.

Overall, the 52% margin should therefore be interpreted not as excess capacity, but as a strategic buffer that supports the transition of Haiti's electricity sector from a constrained and fragmented system toward a more resilient and expandable national grid.

Assumptions on Electricity Consumption per User

The capacity adequacy assessment presented above has been calculated assuming an average annual electricity consumption of 730 kWh per user, which corresponds to the reference demand parameter suggested by ANARSE for the planning of rural electrification programs and basic service expansion in Haiti.

However, an additional verification exercise was carried out considering the higher demand scenario projected by the consulting team, which assumes that average annual consumption may progressively increase to approximately 1,250 kWh per user as service quality improves, supply hours increase, and household electrification expands beyond basic lighting and appliance usage.

The verification confirms that the proposed transmission and sub-transmission reinforcement program is capable of accommodating this higher demand scenario, maintaining acceptable operational margins in the transformation capacity of the system. Under this higher consumption scenario, the reinforcement plan still provides sufficient capacity to integrate the projected number of new users.

Nevertheless, under the higher consumption scenario it is possible that additional localized reinforcements may be required at the distribution level, particularly in medium-voltage feeders and low-voltage networks supplying rapidly growing urban and peri-urban areas. These potential upgrades would mainly involve distribution transformer capacity increases, feeder reconductoring, and network densification, rather than additional transmission infrastructure.

6. Conclusions

The comprehensive assessment of Haiti's transmission and sub-transmission system covering the 115 kV Péligre–Port-au-Prince corridor, the 69 kV metropolitan network, and the regional grids (RN1–RN5), confirms that a coordinated reinforcement program is essential to enable the successful integration of more than 817,000 new electricity users located within 2000 meters of the existing network.

Beyond addressing the immediate requirement of expanding residential electricity access, the proposed reinforcement plan also considers the broader economic and productive transformations expected to arise from the electrification of populations that currently lack reliable access to electricity. In many regions of the country, electricity access remains a fundamental constraint to local development, limiting the growth of small enterprises, agricultural value chains, commercial activities, and essential services.

The expansion of electricity access is therefore expected to generate significant multiplier effects on local economic activity, particularly in sectors such as agro-processing, fisheries, tourism services, commerce, and rural productive initiatives. Electrification will also strengthen the operating conditions of public services, including health centers, schools, water systems, and municipal infrastructure.

For this reason, the reinforcement program has been designed not only to accommodate the direct electricity demand associated with new household connections, but also to ensure that the transmission and sub-transmission infrastructure provides sufficient capacity and operational flexibility to absorb the additional demand generated by emerging productive uses of energy in newly electrified communities.

In this context, the proposed investments should be understood as a foundational component of Haiti's broader economic recovery and territorial development strategy, enabling electricity infrastructure to act as a catalyst for inclusive growth, regional development, and improved living conditions across the country.

The analyses presented throughout this chapter lead to the following key conclusions.

1. **The existing transformation capacity is insufficient to absorb the projected growth in electricity demand.**

   The transformation capacity currently installed across the national system amounts to approximately 415 MVA, while the projected integration of new users will generate an additional 170 MW of peak demand, equivalent to approximately 189 MVA of new transformation capacity requirements.

   Although certain regional networks retain limited spare capacity, the current available margin is insufficient to safely accommodate the projected demand growth without targeted reinforcements in both transmission and sub-transmission infrastructure.

   This confirms that expanding and modernizing transformation capacity is a critical prerequisite for achieving the country's electrification objectives.

2. **The proposed reinforcement program restores adequate operational margins across the national system.**

   The reinforcement plan includes the installation of new transformers, modernization of substations, strengthening of protection and control systems, and expansion of transformation capacity in both metropolitan and regional networks.

   After implementation of these measures, the system's available transformation capacity for new demand will reach approximately 622 MVA, resulting in a national capacity margin of about 433 MVA, equivalent to an aggregate post-reinforcement margin of approximately 52%.

   This reserve margin provides a robust operational buffer that allows the system to accommodate uncertainties in demand growth while maintaining secure and reliable operation.

3. **The Péligre–Port-au-Prince 115 kV corridor remains structurally adequate but requires complementary upgrades.**

   The reconstruction of the 115 kV Péligre–Port-au-Prince transmission corridor, completed under the IDB-financed rehabilitation program, has restored the mechanical and electrical integrity of the backbone supplying the capital.

However, complementary measures remain necessary to ensure long-term operational reliability, including: reinforcement of vulnerable tower structures, modernization of teleprotection systems and improved coordination with the metropolitan 69 kV network.

These upgrades will ensure compliance with N-1 reliability standards as electricity demand continues to increase.

4. The 69 kV metropolitan network constitutes the most critical operational bottleneck.

The rehabilitation and modernization of the ten metropolitan substations:Tabarre, Delmas, Varreux, Carrefour-Feuilles, Croix-des-Bouquets, Pétion-Ville, Canapé-Vert, Martissant, Thomassin, and Rivière-Froide, constitute a critical component for ensuring the operational stability and reliability of the national power system. These substations form the core of the 69 kV metropolitan network that distributes electricity from the 115 kV Péligre–Port-au-Prince transmission corridor toward the main urban load centers of the capital.

Many of these facilities currently operate with obsolete protection systems, aging switchgear, and transformers approaching the end of their operational life, which significantly limits their operational flexibility and increases the risk of service interruptions. The proposed modernization program includes the replacement or rehabilitation of transformers, installation of modern protection and control systems, upgrading of medium-voltage switchgear, and integration with the national SCADA system.

Once completed, these interventions will substantially improve voltage regulation, operational coordination, and system reliability, while strengthening the interface between the national transmission backbone and the distribution networks serving the Port-au-Prince metropolitan area, where the largest concentration of electricity demand in the country is located.

5. The reinforcement of regional networks is essential to support national electrification.

The analysis confirms that the regional electricity systems RN1–RN5 require substantial reinforcement in order to accommodate projected demand growth and ensure reliable service across the country.

After implementation of the reinforcement plan:

RN1 (Northeast) achieves a post-expansion reserve margin of approximately 56%, supporting continued industrial and demographic growth.

RN2 (Sud and Nippes) reaches a strong reserve margin of approximately 65%, indicating robust system adequacy.

RN3 (Nord-Ouest) experiences the most significant improvement in operational resilience, reaching a margin of approximately 64%.

RN4 (Sud-Est) achieves a more modest margin of 27%, sufficient for current projections but potentially requiring future upgrades.

RN5 (Grande Anse) reaches a reserve margin of approximately 35%, providing acceptable operational flexibility.

These reinforcements will significantly improve reliability, voltage stability, and service continuity in regions that currently experience limited electricity availability.

6. Maintaining regional networks as isolated systems is justified in the medium term.

Given Haiti's geographic characteristics, dispersed load centers, and relatively modest regional demand levels, the reinforcement plan adopts a strategy in which regional networks continue to operate as electrically isolated systems during the planning horizon.

This approach is justified by several factors: the high cost of constructing long-distance high-voltage interconnections across mountainous terrain; the relatively small scale of regional demand, which does not yet justify large national transmission corridors; the cost-effectiveness of localized reinforcement of medium-voltage infrastructure, and the ability to integrate distributed generation and hybrid power systems within regional grids.

This strategy allows the country to prioritize reliability improvements and electrification expansion, while maintaining the flexibility to pursue broader interconnection strategies in the future.

7. RN1: A Strategic Regional Network Operating as an Isolated System

RN1 is recognized as an economically dynamic region within Haiti's electricity system, although the analysis carried out in this study indicates that, under current conditions, the Northeast Regional Network (RN1) should continue to operate as an isolated regional system. The evaluation of a potential interconnection between RN0 (Port-au-Prince metropolitan system) and RN1 (Annex 01) shows that the investment costs required to establish such a transmission link would be excessively high relative to the expected benefits. These high costs are largely explained by the long transmission distances, complex topography, and the low intermediate load density along the potential transmission corridor, which significantly reduces the economic viability of the interconnection within the current planning horizon.

The northern corridor, including Cap-Haïtien, Caracol, Fort-Liberté, and Ouanaminthe, is one of the most dynamic economic regions in the country, driven by industrial development in the Caracol Industrial Park, expanding urban centers, and increasing cross-border trade with the Dominican Republic.

The proximity of RN1 to the Dominican electricity system creates favorable conditions for a future cross-border interconnection, which could provide access to a larger regional electricity market and potentially reduce electricity supply costs.

For these reasons, RN1 remains an important corridor for potential long-term transmission development, although in the current planning framework it is expected to continue operating as an isolated regional system while maintaining the option of future regional power exchange opportunities.

8. **The reinforcement program significantly improves system efficiency and sustainability.**

   The proposed investments across transmission, sub-transmission, and distribution infrastructure are expected to reduce technical losses by approximately 52 GWh per year nationwide.

   These improvements will: enhance voltage stability and power quality, reduce operational costs, improve financial sustainability of the electricity sector, and strengthen the technical foundation for future grid modernization.

Strategic Perspective

Taken together, the proposed reinforcement program represents far more than a series of infrastructure upgrades. It constitutes the first coherent structural modernization of Haiti's electricity transmission and sub-transmission systems in several decades.

By simultaneously addressing the reliability constraints of the metropolitan grid, strengthening the transformation capacity of regional systems, and creating the conditions necessary for large-scale electrification, the program establishes the technical backbone required for Haiti's long-term energy transition.

The strategy combines targeted metropolitan reinforcement, resilient regional networks, and a forward-looking transmission corridor in the North, creating a balanced architecture capable of supporting both immediate electrification needs and future economic growth.

In this sense, the proposed plan should not be viewed solely as an investment in electricity infrastructure. Rather, it represents a strategic investment in national development, territorial integration, and economic competitiveness, enabling Haiti to progressively transform its electricity sector into a more reliable, efficient, and resilient system capable of supporting the country's social and economic aspirations in the decades ahead.

The reinforcement program presented in this document is technically robust, economically justified, and fully aligned with Haiti's long-term electrification and energy transition objectives. By strengthening the existing transmission and sub-transmission infrastructure, the proposed investments ensure that the national power system will be capable of safely accommodating both current demand and the substantial load growth expected from the expansion of electricity access across the country.

At the same time, the program establishes the structural foundations for a more modern, resilient, and efficient electricity system, capable of integrating renewable energy resources, supporting distributed generation, and incorporating advanced grid management technologies.

Beyond its technical dimension, the successful implementation of this program represents a critical step toward achieving universal electricity access, improving service reliability, and enhancing the operational and financial sustainability of Haiti's power sector. In this sense, the proposed reinforcement plan should be understood not only as an infrastructure investment, but as a strategic enabler of national development, economic recovery, and long-term energy security for Haiti.

REFERENCES

Agence Française de Développement. (2020). *Programme de réhabilitation du réseau électrique de Port-au-Prince*. AFD Publications. https://www.afd.fr

Electricité d'Haïti. (2019). *Rapport de clôture du projet de réhabilitation de la ligne de transmission Péligre–Port-au-Prince (115 kV)*. Port-au-Prince: EDH.

Electricité d'Haïti. (2023–2024). *Operational and maintenance data for the national transmission and distribution system*. Port-au-Prince: Direction Technique d'Exploitation, EDH.

Electricité d'Haïti. (2022). *Plan directeur de développement du réseau national 2022–2035*. Port-au-Prince: EDH – Direction de Planification.

European Union – DEVCO. (2016). *Sustainable Energy Handbook, Module 5.1: Rural Electrification*.

Inter-American Development Bank. (2010). *Haiti: Péligre Transmission Line Rehabilitation Program (HA-L1056 / HA-L1100)*. Washington, DC: IDB.

Inter-American Development Bank. (2019). *Project completion report: Rehabilitation of the Péligre–Port-au-Prince 115 kV transmission line*. Washington, DC: IDB.

Inter-American Development Bank. (2021). *Haiti Energy Sector Diagnostic*. Washington, DC: IDB.

International Renewable Energy Agency. (2020). *Renewable Power Generation Costs in 2024*. IRENA. https://www.irena.org

IIT–Comillas. (2024). *National Electrification Options Study for Haiti*. Washington, DC: World Bank Energy Global Practice.

Ministère des Travaux Publics, Transports et Communications. (2018). *Programme de modernisation du réseau métropolitain de Port-au-Prince*. Port-au-Prince: MTPTC.

Ministère des Travaux Publics, Transports et Communications. (2021). *Plan national d'électrification 2021–2030*. Port-au-Prince: MTPTC.

Ministère des Travaux Publics, Transports et Communications. (2024). *Plan national d'électrification – Mise à jour 2024*. Port-au-Prince: MTPTC.

Organisation Internationale de la Francophonie. (2017). *Appui technique au renforcement du réseau électrique d'Haïti*. OIF Publications.

United States Agency for International Development. (2016). *Haiti – Energy Infrastructure Assessment*. Washington, DC: USAID.

United States Agency for International Development. (2020). *Least-Cost Electrification Plan for Haiti*. Washington, DC: USAID/ESMAP.

Universidad Pontificia Comillas – IIT. (2024). *National Electrification Options Study for Haiti*. World Bank Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP).

World Bank. (2018). *Haiti: Sustainable Energy for All (SE4ALL) Rapid Assessment*. Washington, DC: World Bank.

World Bank. (2020). *Haiti Electricity Sector Diagnostic Report*. Washington, DC: World Bank Energy Global Practice.

World Bank. (2020). *Haiti Modern Energy Services for All Project (P154351)*. Washington, DC: World Bank.

World Bank. (2021). *Project appraisal document: Haiti Grid Strengthening and Access Expansion Project*. Washington, DC: World Bank.

World Bank & Agence Française de Développement. (2019). *Haiti Transmission Network Rehabilitation Technical Notes*. Washington, DC / Paris: World Bank & AFD.

Other documents consulted:

International Energy Agency. (2014). *Africa Energy Outlook 2014*. Paris: IEA.

ESMAP. (2014). *Multi-Tier Framework for Measuring Energy Access*. World Bank.

IFC & World Bank. (2013). *Lighting Africa: Market Trends Report*. Washington, DC.

Szabó, S., Joint Research Centre – European Commission. (2013). *Sustainable Energy Planning: Leapfrogging the Energy Poverty Gap in Africa*. JRC Publications.

IRENA. (2013). *Renewable Power Generation Costs in 2012: An Overview*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.

Bhattacharya, S. (2013). *Decentralized Off-Grid Systems in Developing Countries*. UN Foundation / World Bank.

IFC. (2011). *From Gap to Opportunity: Business Models for Scaling Up Energy Access*. Washington, DC.

ESMAP. (2008). *Maximizing the Productive Uses of Electricity to Increase the Impact of Rural Electrification*. World Bank.

Technical References

The proposed rehabilitation plan for the substations has been developed in accordance with international best practices and the technical standards applicable to transmission and distribution substations. The design and cost assumptions take into account compliance with the following references:

IEEE C37 series – Standards for switchgear and protection relays (including C37.06, C37.09, and C37.20).

IEC 60076 – Power transformers: design, testing, and operation requirements.

IEEE 693 – Recommended practice for seismic design of substations.

IEC 62271 – High-voltage switchgear and controlgear.

IEEE 1547 / IEC 61850 – Integration and communication protocols for digital protection and SCADA systems.

NFPA 70 (NEC) – Electrical safety and grounding requirements for civil and building works.

ANNEX 01

Interconnection of the Northeast Network (RN1) with the Metropolitan Grid (RN0)

Strategic Context

Regional Network 1 (RN1), anchored in Cap-Haïtien, currently operates as a reinforced 69 kV regional subsystem with progressive migration toward 115 kV. However, its long-term sustainability and scalability depend on structural integration with the metropolitan transmission system, hereafter referred to as Regional Network 0 (RN0), centered in Port-au-Prince.

The interconnection between RN1 and RN0 represents the most critical step toward transforming Haiti's fragmented electrical structure into a unified national transmission backbone.

This interconnection is not merely a capacity expansion project; it constitutes a structural integration mechanism enabling:

- Bidirectional North–South power transfer.
- Operational redundancy under N-1 criteria.
- Renewable energy scalability at national level.
- System-wide loss optimization.
- Improved frequency and voltage stability.

Phased Interconnection Strategy - Two-Stage Development Approach (69 kV → 115 kV)

The interconnection between the Northeast Network (RN1) and the Metropolitan Network (RN0) shall be implemented under a structured two-phase strategy. This approach balances immediate system needs with long-term structural modernization objectives.

Given financial constraints, institutional capacity considerations, and current demand levels, the development of a full 115 kV backbone is considered a medium- to long-term objective. Therefore, a transitional 69 kV interconnection is proposed as Phase I, followed by structural reinforcement at 115 kV in Phase II.

Haiti's electrical system has historically evolved as a set of regional subsystems rather than a fully integrated national grid. The Northeast Network (RN1), anchored in Cap-Haïtien and extending toward Fort Liberté, has progressively strengthened its 69 kV backbone. Meanwhile, the metropolitan system, hereafter referred to as RN0, remains the country's principal load center.

Connecting RN1 to RN0 is not simply a matter of building a transmission line. It represents a structural shift: from operating as regional “electrical islands” to functioning as a coordinated, resilient, and scalable national system.

However, given current financial, institutional, and demand realities, the most prudent approach is not an immediate leap to a full 115 kV backbone. Instead, a carefully staged strategy is proposed one that delivers early operational benefits while preparing the foundation for long-term modernization.

Phase I: A 69 kV Bridge – Immediate Integration with Measured Investment

The first phase establishes a functional interconnection at the 69 kV level between RN1 and RN0 through an intermediate central node (e.g., Hinche or Mirebalais).

Technically, this phase focuses on:

- Constructing or rehabilitating a continuous 69 kV corridor.
- Reinforcing substations along the route to enable sectionalizing and voltage control.
- Installing OPGW fiber optics, teleprotection, and full SCADA integration from the outset.
- Implementing reactive compensation to maintain acceptable voltage profiles.

While 69 kV does not provide the long-term transfer capacity required for a fully modernized system, it offers substantial immediate value. It allows controlled bidirectional power exchange, reduces the operational isolation of RN1, and significantly improves system stability and outage recovery times.

In practical terms, Phase I delivers:

- Transfer capability in the range of 50–80 MVA.
- Improved voltage regulation across the northern corridor.
- Reduction in outage duration through mutual system support.
- A modernized digital protection and communication platform that will remain usable in future upgrades.

This phase is best understood as a technical bridge cost-effective, operationally impactful, and designed from day one to accommodate expansion.

Substation Interfaces for Phase I (69 kV Interconnection between RN1 and RN0)

The implementation of Phase I of the RN1–RN0 interconnection at 69 kV requires the identification of strategic substation interfaces capable of supporting bidirectional power exchange, voltage regulation, and system sectionalization. The selection of these nodes is guided by existing infrastructure capacity, geographic alignment, load concentration, and operational flexibility.

On the RN1 side (Northeast Network), the natural northern anchor points are the Cap-Haïtien 69/23 kV substation and the Caracol 69/23 kV substation. Cap-Haïtien represents

the largest urban load center in the northern region and forms a core element of the existing 69 kV backbone. Caracol, meanwhile, is strategically significant due to the presence of the Caracol Industrial Park and its associated industrial demand. From a technical perspective, Caracol offers operational advantages as a sectionalizing node and may serve as the most suitable anchoring point for the interconnection corridor in Phase I, particularly if minimizing congestion in urban Cap-Haïtien is desired.

Between RN1 and RN0, a new central 69/23 kV substation is proposed in the Hinche or Mirebalais area. This intermediate node fulfills several critical functions: it provides voltage support along the corridor, enables operational sectionalization to limit outage propagation, and supports regional electrification in the Central Plateau. The presence of this node significantly improves system stability by avoiding the operational risks associated with a long, uninterrupted 69 kV radial segment.

On the RN0 side (Metropolitan Network), the interconnection would tie into an existing 69 kV bus within the metropolitan ring, most logically at substations such as Croix-des-Bouquets or Tabarre, subject to detailed load flow and capacity studies. These nodes offer proximity to the metropolitan demand center while allowing reinforcement of transformation capacity and protection coordination. The RN0 interface will require busbar expansion, possible transformer reinforcement, and full integration into the metropolitan protection and SCADA architecture.

In summary, the Phase I configuration can be conceptualized as:

RN1 (Caracol or Cap-Haïtien 69 kV) → Central 69/23 kV Substation (Hinche/Mirebalais) → RN0 (Croix-des-Bouquets or equivalent 69 kV node).

This configuration ensures operational flexibility, staged implementation capability, and technical coherence with the long-term objective of upgrading the corridor to 115 kV in Phase II. The final selection of substations and tie-in points will be confirmed through detailed power flow, stability, and contingency analyses.

Budget:

Preliminary CAPEX – Phase I (69 kV)		
Component	**Estimated Cost (MUSD)**	**Average cost (MUSD)**
69 kV Transmission Corridor	48,4 - 83,6	66,0
Central Substation (69/23 kV)	18,0 - 25,0	21,5
RN0 Reinforcement	12,0 - 18,0	15,0
Telecom & Protection	10,0 - 15,0	12,5
Subtotal	**88,4 - 141,6**	**115,0**

Phase II: The 115 kV Backbone – Structural National Integration

As electricity demand increases, industrial activity continues to expand, particularly around the Caracol Industrial Park, and renewable energy projects begin to come online, the natural limits of a 69 kV corridor will start to show. What works well as a bridge solution eventually becomes a bottleneck when the system needs to move larger volumes of power more reliably.

Phase II is where that transition happens. The temporary bridge becomes a true backbone.

This stage involves building a 115 kV transmission corridor along the same strategic route defined in Phase I. By following the same alignment, the project avoids unnecessary environmental disruption and simplifies right-of-way management. At the same time, substations at the northern end, the central plateau, and the metropolitan interface would be upgraded to 115/69 kV configurations, allowing the new high-voltage line to integrate smoothly with the existing network.

From a technical standpoint, the impact is significant. The upgraded corridor would:

- Increase transfer capacity beyond 150 MVA.
- Enable compliance with N-1 reliability standards along the main backbone.
- Strengthen voltage stability across long distances.
- Create the conditions needed for large-scale renewable energy integration.

But the importance of the 115 kV backbone goes beyond numbers and engineering parameters. It represents a structural consolidation of Haiti's transmission system. Instead of operating as loosely connected regional networks, the country would begin to function around a strong north–south electrical axis.

That axis becomes the foundation for long-term industrial growth, improved energy security, and a more resilient national grid.

Phase II Substation Configuration – Building a Stronger Backbone

Phase II marks a clear shift in scale and ambition. What begins in Phase I as a practical 69 kV connection evolves into a high-capacity 115 kV backbone designed to carry the system forward for decades. This step isn't just about increasing voltage, it's about defining solid, well-positioned connection points that anchor the corridor at both ends, stabilize the central region, and integrate smoothly with the metropolitan grid.

On the northern side, the logical anchor is the Caracol node. Upgrading Caracol to a 115/69 kV (or potentially 115/69/23 kV) substation makes strategic sense. It already sits at the heart of the northeastern industrial corridor and serves as a key dispatch and load center. By bringing the 115 kV line into Caracol, the backbone can feed directly into the existing 69 kV network while also preparing the system for future expansion toward Cap-Haïtien and Fort Liberté. This approach keeps the network flexible and allows RN1 to transition gradually to higher voltage as demand continues to grow.

In the central plateau, a new 115/69 kV substation, ideally located in the Mirebalais or Hinche area, would act as the corridor's balancing point. This intermediate node is essential for maintaining stability along what would otherwise be a long, uninterrupted north–south line. By splitting the corridor into two manageable segments, it helps limit the spread of disturbances, improves operational control, and supports compliance with N-1 reliability standards. At the same time, it strengthens electricity supply in the central region and creates a natural steppingstone for future network extensions.

Together, these nodes turn the corridor into a structured, resilient transmission axis, one that not only connects regions but reinforces the entire system from north to capital.

On the RN0 side, the most logical connection point on the metropolitan side is the 115 kV substation located in Tabarre, within the greater Port-au-Prince area. This site already plays a central role in the capital's high-voltage network and is therefore well positioned to receive the future northern backbone.

Choosing Tabarre makes practical and technical sense. It is directly linked to the existing 115 kV transmission axis that feeds the metropolitan area, which means the new corridor from RN1 could integrate smoothly into the current system without overloading the inner 69 kV network. Injecting power at 115 kV, rather than at a lower voltage, also reduces the risk of congestion and improves operational flexibility across the metropolitan grid.

Under this configuration, the project would involve adding a new 115 kV line bay at the Tabarre substation, reinforcing or adjusting the busbar arrangement if required, and potentially expanding transformation capacity (either 115/69 kV or 115/23 kV, depending on how RN0 is ultimately configured). Protection systems and SCADA integration would also need to be carefully coordinated to ensure that the new corridor operates seamlessly with the metropolitan dispatch system.

Of course, the final decision on the exact tie-in point will depend on detailed load flow, short-circuit, and contingency (N-1) studies. That said, based on the current network layout and

the geographic alignment of the proposed corridor, Tabarre stands out as the most coherent and efficient option for anchoring the 115 kV backbone on the RN0 side.

In practical terms, connecting at Tabarre ensures that the RN1–RN0 corridor becomes a fully integrated component of the national transmission system—strengthening reliability in the capital while advancing the broader goal of building a unified and resilient grid for the country.

In summary, Phase II establishes three principal 115 kV connection points: Caracol (northern anchor), a central plateau substation (sectionalizing hub), and a metropolitan 115 kV interface within RN0. Together, these nodes transform the interconnection into a structurally robust national backbone capable of supporting higher transfer capacity, improved voltage stability, and long-term renewable and industrial expansion.

Budget:

Preliminary CAPEX – Phase II (115 kV)

Component	Estimated Cost (MUSD)	Average cost (MUSD)
115 kV Transmission Corridor	71,5 - 114,4	93,0
115/69 kV Substations	70,0 - 100,0	85,0
Metropolitan Reinforcement	20,0 - 24,0	22,0
Protection & Control	12,5 - 17,5	15,0
Subtotal	**174,0 - 255,9**	**215,0**

A Progressive and Responsible Path Forward

The strength of the two-phase model lies in its balance.

Phase I captures immediate reliability gains and operational flexibility without imposing the financial burden of an oversized initial investment. Phase II activates when demand growth, renewable deployment, or reliability targets justify higher capacity infrastructure.

Crucially, Phase I is not temporary infrastructure destined for replacement. It is designed with foresight—telecommunications systems, protection schemes, and substation layouts are conceived to remain relevant under the 115 kV upgrade.

This ensures that each dollar invested in the early stage contributes directly to the long-term vision.

Preliminary CAPEX – Phase I and II (69 ->115 kV)

Phase	Investment Range (MUSD)	Average cost (MUSD)
Phase I (69 kV)	88,4 - 141,6	115,0
Phase II (115 kV)	174,0 - 255,9	215,0
Total	**262,4 - 397,5**	**330,0**

The RN1–RN0 interconnection is more than a regional reinforcement initiative. It is the cornerstone of a future national transmission backbone.

By moving deliberately from a 69 kV bridge to a 115 kV structural axis, Haiti can transition from a fragmented electrical landscape toward a coordinated, resilient, and expandable grid.

In doing so, the country lays the technical foundation for improved reliability, reduced losses, renewable scalability, and strengthened economic competitiveness.

Operating Expenditure (OPEX) Considerations – Phase I (69 kV Interconnection)

Concepto	OPEX min (MUSD/year)	OPEX max (MUSD/year)
Mantenimiento línea 69 kV	1,3	2,0
Mantenimiento subestaciones	0,4	0,6
Telecom & SCADA	0,3	0,4
Vegetación y ROW	0,4	0,6
Personal técnico y logística	0,3	0,6
OPEX (MUSD/year)	**2,7**	**4,2**
OPEX (USD/MWh)	**6,3**	**9,8**

The estimated annual operating expenditure (OPEX) for Phase I of the 69 kV interconnection between RN1 and RN0 ranges between USD 2.7 and 4.2 million per year, depending on operational conditions, maintenance intensity, and climatic factors. This range reflects expected expenditures associated with line maintenance, substation upkeep, telecommunications and SCADA systems, right-of-way (ROW) vegetation management, and technical personnel and logistics.

Line maintenance represents the largest share of recurring costs, followed by substation operations and digital control systems. Given Haiti's climatic exposure and terrain conditions, periodic vegetation control and preventive maintenance are critical to ensuring system reliability and minimizing forced outages.

For analytical purposes, the equivalent OPEX expressed in energy terms has been calculated at USD 6.3–9.8 per MWh. This estimate assumes an average operational capacity of 70 MW and a utilization factor of 0.7, resulting in an annual transmitted energy of approximately 429 GWh (70 MW × 0.7 × 8,760 hours). It should be noted that this unitary cost is sensitive to system utilization: higher load factors would reduce the OPEX per MWh, while lower utilization would increase it.

Overall, the projected OPEX level is consistent with comparable regional transmission systems operating under similar environmental and logistical conditions. Importantly, the operational costs are expected to be offset, in part, by improved system efficiency, reduced technical losses, and lower dependence on high-cost isolated generation in RN1.

Investment Plan 2027–2037 – Phased Development of the RN1–RN0 Interconnection

The proposed investment plan for the RN1–RN0 interconnection is designed to move forward in a gradual and financially manageable way, while keeping a clear long-term vision in mind. Rather than attempting to build the entire high-capacity backbone at once, the plan unfolds in two logical stages over the period 2027–2037.

The first stage, scheduled between 2027 and 2031, focuses on building the 69 kV interconnection. With an average investment of 115 MUSD, this phase prioritizes practicality and early results. Most of the funding is directed toward the construction of the 69 kV transmission corridor (66 MUSD), which forms the physical link between the northern and metropolitan systems. The central 69/23 kV substation (21.5 MUSD) ensures stability and sectionalization along the route, while reinforcement works in RN0 (15 MUSD) prepare the metropolitan grid to receive the new connection. Investments in telecom and protection systems (12.5 MUSD) guarantee that the interconnection operates safely and under full remote supervision from day one.

This first phase is intentionally structured so that the most capital-intensive works occur between 2028 and 2030, once engineering, environmental approvals, and right-of-way processes are complete. By 2031, the 69 kV bridge is fully operational, reducing regional isolation and improving reliability without overburdening early-year financing.

Phase I Implementation (2027–2031)

Year	Investment (MUSD)
2027	9,5
2028	30
2029	40
2030	24
2031	11,5
Phase I Total:	**115**

The second stage, implemented between 2032 and 2037, represents the structural upgrade to a 115 kV backbone. With an average investment of 215 MUSD, this phase transforms the initial bridge into a high-capacity national transmission axis. The largest share of the investment (93 MUSD) goes toward the construction of the 115 kV corridor itself, while 85 MUSD is allocated to new 115/69 kV substations at the northern, central, and metropolitan nodes. Additional resources strengthen the metropolitan interface (22 MUSD) and modernize advanced protection and control systems (15 MUSD).

The peak investment years occur between 2033 and 2035, when transmission construction and substation development overlap. By 2037, the backbone is fully integrated, protection systems are coordinated at the national level, and the north–south corridor operates as a unified high-voltage system.

Phase II Investment Schedule (2032–2037)

Year	Investment (MUSD)
2032	17
2033	47
2034	64
2035	54
2036	23
2037	10
Phase II Total:	**215**

Taken together, the two phases amount to approximately 330 MUSD over eleven years. The structure of the plan avoids sudden financial spikes, allows infrastructure built in Phase I to remain fully useful in Phase II, and aligns capital deployment with expected demand growth. Most importantly, it provides a clear and realistic path toward a stronger, more resilient national grid, starting with immediate improvements and culminating in a long-term structural transformation of Haiti's transmission system.

Executive Summary

RN1–RN0 Interconnection Program (2027–2037)

Haiti's power system has long operated as a collection of regional networks rather than as a truly integrated national grid. The Northeast Network (RN1), anchored in the Cap-Haïtien and Caracol corridor, functions largely independently from the Metropolitan Network (RN0) serving Port-au-Prince. This fragmentation limits operational flexibility, increases vulnerability to outages, constrains industrial growth, and restricts the efficient integration of renewable energy.

The RN1–RN0 Interconnection Program proposes a practical and scalable solution: a phased development strategy that connects the North to the Capital first through a 69 kV bridge and later through a 115 kV structural backbone. Over the period 2027–2037, this plan gradually transforms two largely separate systems into the foundation of a unified national transmission axis.

Rather than attempting an immediate large-scale upgrade, the program unfolds in two carefully sequenced stages that balance technical ambition with financial realism.

Phase I (2027–2031): 69 kV Operational Bridge

Average CAPEX: 115 MUSD

The first phase establishes a functional north–south connection at 69 kV. Its objective is straightforward: reduce regional isolation, improve reliability, and enable controlled bidirectional power exchange between RN1 and RN0.

Key components include:

- Construction of the 69 kV transmission corridor (66 MUSD).
- Development of a central 69/23 kV substation (21.5 MUSD) to stabilize and sectionalize the line.
- Reinforcement of the metropolitan interface in RN0 (15 MUSD).
- Installation of telecom, SCADA, and protection systems (12.5 MUSD).

This phase delivers immediate benefits. It strengthens voltage control, reduces outage duration, and enhances operational flexibility without imposing excessive upfront financial pressure. By 2031, the 69 kV bridge is fully operational, marking the first tangible step toward national grid integration.

Importantly, Phase I is not temporary infrastructure. It is designed with foresight. The alignment, protection systems, and substation layouts are configured to support a future 115 kV upgrade, ensuring that early investments remain valuable in the long term.

Phase II (2032–2037): 115 kV Structural Backbone

Average CAPEX: 214.95 MUSD

As demand grows, industrial activity expands—particularly around Caracol—and renewable energy projects move forward, the limitations of a 69 kV corridor will naturally emerge. Phase II addresses this need by upgrading the connection into a high-capacity 115 kV backbone.

This stage includes:

- Construction of the 115 kV transmission corridor (92.95 MUSD).
- Development of 115/69 kV substations at the northern, central, and metropolitan nodes (85 MUSD).
- Reinforcement of the metropolitan interface (22 MUSD).
- Deployment of advanced protection and control systems (15 MUSD).

The result is a transfer capability exceeding 150 MVA, improved voltage stability, and compliance with N-1 reliability criteria along the backbone segments. Beyond technical performance, the 115 kV upgrade creates Haiti's first true north–south electrical axis—a structural shift that strengthens energy security and supports long-term economic growth.

Peak investment occurs between 2033 and 2035, when corridor construction and substation development overlap. By 2037, the backbone is fully integrated into the metropolitan dispatch system and operates as a core component of the national transmission framework.

The combined investment across both phases, totals approximately 330 MUSD over eleven years:

- Phase I (69 kV): 115 MUSD
- Phase II (115 kV): 215 MUSD

This distribution ensures that roughly one-third of the capital is deployed in the initial stabilization phase, while two-thirds support the long-term structural upgrade. The schedule avoids abrupt financial spikes and allows gradual absorption of capital within institutional and operational constraints.

The RN1–RN0 interconnection delivers benefits that extend well beyond infrastructure reinforcement:

- Reduced regional isolation and improved system resilience.
- Enhanced voltage stability and lower technical losses.
- Improved outage recovery through coordinated north–south support.
- Increased capacity for renewable integration.
- Stronger foundation for industrial and urban development.
- A clear pathway toward national grid unification.

The phased structure also reduces the risk of stranded assets. Infrastructure developed in Phase I directly supports and integrates into Phase II, maximizing long-term value.

This program is more than a transmission project. It is the backbone of a broader strategy to modernize Haiti's electricity sector. By connecting RN1 and RN0 through a carefully

staged process, the country moves from a fragmented system toward a coordinated and resilient national network.

Phase I builds the bridge, and Phase II builds the backbone.

Together, they lay the groundwork for a stronger, more reliable, and future-ready power system, one capable of supporting economic growth, renewable expansion, and long-term energy security.

ANNEX 02

Example of calculating the benefits of loss reduction through the 115kV and 69kV Transmission System Rehabilitation Plan

Baseline Situation (Before the Project)

Currently, the 115kV and 69kV metropolitan ring has very high levels of combined total losses (technical + non-technical).

According to Ed'H data and estimates from World Bank consultants (2020–2023):

- Total losses in the metropolitan system: 36%–42%
- Pure technical losses (in lines and transformers): ≈ 13%–15%
- Average annual demand served: ≈ 210 GWh (Port-au-Prince network only, excluding isolated systems)

This implies that approximately 29–30 GWh/year are lost due to technical causes in the transmission and sub-transmission assets (mainly 69kV).

The main causes of these losses are:

- Old transformers with low efficiency.
- Undersized and poorly spliced conductors.
- Lack of reactive power compensation and poor power factor (< 0.85).
- High voltage drops due to overloads.
- Additional heat losses in corroded switchgear and busbars.

Projected situation (after rehabilitation):

With the implementation of the investment plan (2025–2028), which includes:

- Modernization of the 115 kV network
- Modernization of the 115 kV substations
- Modernization of the 69 kV network and substations.

An overall improvement in energy efficiency of 11% is expected for the energy transmitted.

Summary calculation:

Concept	Approximate Value	Source or Assumption
Annual energy served in the metropolitan area	210 GWh/year	Ed'H Estimate, 2023
Current technical losses	14% → 29.4 GWh/year	Average of technical audits
Technical losses after project implementation	3,0% → 6.3 GWh/año	Expected improvement of 7%
Total loss reduction	≈ 23.2 GWh/año	Equivalent to a 12% improvement in overall efficiency

Economic Value of Loss Reduction – Port-au-Prince Metropolitan Grid

Concept	Value	Unit
Average generation cost (Ed'H)	0,23	USD/kWh
Avoided losses	23,2	GWh/year
Annual value of avoided losses	5,32	million USD/year
Total CAPEX	152,4	million USD
Percentage of CAPEX recovered annually	3,5%	—

Therefore, the economic recovery of the project's energy efficiency component is equivalent to approximately 3,5% of the total CAPEX per year, reinforcing the program's financial viability.

Additional Impact

- Reduction of indirect emissions: 19,600 t CO_2/year (based on an emission factor of 0.78 kg CO_2/kWh).
- Improvement in voltage stability and average system power factor (from 0.82 to 0.93).
- Reduction in transformer thermal failures and automatic overload disconnections.

In summary

The comprehensive implementation of the modernization plan for the transmission network, substations and lines will reduce technical energy losses by more than 23 GWh/year, equivalent to approximately USD 5.32 million/year in operating savings, improving the energy performance of the metropolitan system by 11% and contributing to a direct economic recovery and a positive environmental impact.

ANNEX 03

Connection Cost Calculation Considering Transmission Network Reinforcement

Low-Voltage Component Calculation

The purpose of this calculation is to determine a threshold cost that allows identifying cases in which it is more appropriate to meet a user's unserved demand through a mini-grid or through a connection to the public grid.

It is important to note that the reinforcement of the entire transmission network has been designed to ensure sufficient capacity to incorporate all residential users located within a 2000-m corridor from the existing grid.

To that end, it is necessary to estimate the per-user cost resulting from the implementation of the transmission reinforcement plan. For Regional Network 1 (the metropolitan network serving Port-au-Prince), the reinforcement includes the 115 kV system as well as substations and 69 kV lines. For Regional Networks RN2 to RN5, the reinforcement includes both substations and 69 kV lines.

For this calculation, we start with unit consumption of 730 kWh/year, consistent with the mini-grid study. Additionally, for users located up to 2000 m from the existing grid, extending the low-voltage (LV) network is sufficient. For this purpose, we adopt a unit cost of USD 20,000/km of LV network, including poles, conductors, insulation systems, and protection.

Cost of LV Network Extension (Assuming only LV extension)

Item	Value	Unit
Distance to the grid	2	km
Unit demand	**730**	**kWh/year**
Daily demand	2	kWh/day
LV network cost	$ 20.000,00	USD/km
LV network extension cost	$ 40.000,00	

This line segment is not built for a single user, but for a group of households along that 2000-m section. For Haiti's rural/peri-urban conditions, assuming 80-120 users per 2000 m is reasonable.

- If 120 users are connected: 40,000 / 120 = USD 333 per user
- If 80 users are connected: 40,000 / 80 = USD 500 per user

Cost of Service Drop, Meter, and Minimum Internal Wiring

Although no official uniform cost has been identified for Haiti, there are consistent references from rural/on-grid electrification projects in Africa, Asia, and the Caribbean for "house connections," including:

- service drop (pole-to-house cable)
- meter
- basic protection (main breaker/fuses, enclosure)
- minimum internal installation (small distribution board, wiring, 2–3 lights, 1–2 sockets)

These costs typically range between USD 150–300 per household, depending on standards, materials, and labor.

Based on assumptions already used for Haiti, a reasonable breakdown is:

Component	Minimun Cost USD	Maximum Cost USD
Service Drop (pole–house connection, hardware, insulators)	60	80
Single-phase meter + enclosure	40	60
Protection devices (main breaker, enclusure, basic grounding bar)	30	40
Minimun internal instalation	70	100
Totals	200	280
Average cost	**240**	

From this analysis, each new user connected to the grid is estimated to require about USD 240, covering the service drop from the LV network, the single-phase meter with enclosure, basic protection devices, and a minimum internal installation. This value lies within the USD 200–280 range observed in developing-country electrification programs, adjusted to Haiti's cost conditions.

Resulting Range

The total cost per user equals the sum of: LV network extension cost + service drop + meter + minimum internal installation

- High-density scenario (120 users per 2000 m): 573 USD/user
- Medium-density scenario (80 users per 2000 m): 740 USD/user

No. of Users per 500 meters	20	30
Cost of network extension per user	$ 500,00	$ 333,33
Cost of service drop, meter, and basic internal connection	$ 240,00	$ 240,00
Total cost per user	$ 740,00	$ 573,33

Assuming a reasonable value within this range, the CAPEX per residential user at ≤2000 m from the grid, with 730 kWh/year, is: USD 700 per user

This value is consistent with:

- Connection costs of modern off-grid solutions in Haiti (e.g., Okra mesh-grids: ~USD 400 on average, up to ~USD 1,000 in higher-consumption communities)
- Global benchmarks showing full on-grid connection costs of ~USD 1,600/user for consumption levels near 876 kWh/year (Tier 4), including more infrastructure than simple LV extension.

Regional Adjustment for Haiti (Proposed Disaggregation)

No official data providing connection cost by regional grid exists in Haiti; available information includes only overall investment budgets per regional grid (Port-au-Prince, RN2–RN5) for transmission and distribution reinforcement, but not a "per-connection cost."

For this reason, an analytical disaggregation is proposed, based on:

- a common technical base cost (similar materials, meters, service drops)
- regional differences derived from:
    - user density (urban vs rural)
    - terrain difficulty (mountainous areas, accessibility)

For purposes of estimating access costs, connecting a typical residential user (730 kWh/year) located up to 2000 m from the existing grid requires an investment between USD 573–740, with a reference value of USD 700 per connection. This range is based on international unit costs for low-voltage extension and household connections, as well as recent electrification experience in Haiti and other developing countries. Variation among regional grids is captured through adjustment factors reflecting user density and access conditions, with the lowest costs in metropolitan Port-au-Prince (~USD 630/connection) and the highest in rural regional grids (USD 700–840/connection).

Grid / Zone	Context Assumption	Factor	Estimated Cost per Connection (700 kWh/year, ≤ 500 m)
Port-au-Prince	Densest area, more users per 500 m of LV	0,9	$ 630,00
Regional Network 1 - Northeast	Dense area	0,9	$ 630,00
Regional Network 2 – South and Nippes	Mixed: coastal zones + small towns	1	$ 700,00
RegionalNetwork 3 – Northwest	More dispersed, harder access	1,15	$ 805,00
Regional Network 4 – Southeast	Mountainous terrain, medium–low density	1,2	$ 840,00
Regional Network 5 – (Other Region)	Rural dispersed, conditions similar to 3–4	1,2	$ 840,00

Incorporating Transmission Network Costs

When including the cost of the transmission network—derived from the reinforcement plan, the total cost becomes:

> *Total connection cost = local connection cost + per-user share of required transmission/sub-transmission investment*

For each Regional Network *r*:

- $\mathbf{I_r}$ = total transmission/sub-transmission investment in that region (USD)
- $\mathbf{N_r}$ = number of new residential connections enabled by that investment

Thus, the transmission cost per connection is:

$$C_r^T = \frac{I_r}{N_r}$$

And the total cost per new residential connection becomes:

$$C_r^{total} = C_r^{LV} + C_r^T$$

Where C_r^{LV} is the local cost (LV network + service drop + meter) in each region

Based on the designed reinforcement plan, the transmission network budget per regional grid is:

Instalation	CAPEX (USD million)
Port-au-Prince Metropolitan Grid (RN0)	264
Regional Network (RN1) - North & Northeast Region	202
Regional Network 2 (RN2) – Southern and Nippes Region	111
Regional Network 3 (RN3)– Northwest Region	73
Regional Network 4 (RN4) – Southeast Region	30
Regional Network 5 (RN5) – Southeast Region	21
Total	**701**

Number of Users per Regional Grid

Using the mini-grid planning results, the following number of users lie within 2000 m of the grid and could be connected:

Departament	Minigrids or network extension (number of connections)
Artibonite	151.109
Centre (Center)	68.051
Grand'Anse	53.769
Nippes	36.834
Nord (North)	129.081
Nord-Est (Noreeast)	29.054
Nord-Ouest (North west)	90.596
Sud (South)	67.181
Sud-Est (South east)	93.883
Ouest (West)	97.954
Total	**817.512**

Source: Haiti Electrification Plan / Mini grids and off grid solutions /October 2025/ Alfonso Blanco

According to the coverage areas of the regional networks, the users of the departments are grouped according to the corresponding regional network, and therefore for calculation purposes it is considered that each regional network could incorporate the following number of new connections:

Regional Networks Distribution		
RN0	Oeste, centro y Antibonita	317.114
RN1	Nord + Nordeste	158.135
RN2	Sur y Nippes	104.015
RN3	Norwest	90.596
RN4	Sud este	93.883
RN5	Grand Anse	53.769
Total		**817.512**

In addition to the cost of extending low-voltage networks and installing residential connections, this analysis incorporates a proportional allocation of the investments required in transmission and sub-transmission to enable the addition of new users to each regional network. To this end, the total planned investment in each network (I_r) is distributed among the estimated number of new residential connections (N_r), resulting in a transmission cost per connetion. $C_r^{Tx} = I_r / N_r$.

Table A3.1 Estimated Cost per User for Grid Connection by Regional Network

	Regional Network	Estimated cost per BT connection (730 kWh/year, ≤ 200 m) [USD]	Estimated transmission network cost per connection [USD]	Total cost per user [USD]
RN0	Port-au-Prince	$ 630	$ 500	$ 1.130
RN1	Regional Network 1 - Northeast	$ 630	$ 512	$ 1.142
RN2	Regional Network 2 – South and Nippes	$ 700	$ 639	$ 1.339
RN3	RegionalNetwork 3 – Northwest	$ 805	$ 483	$ 1.288
RN4	Regional Network 4 – Southeast	$ 840	$ 208	$ 1.048
RN5	Regional Network 5 – (Other Region)	$ 840	$ 298	$ 1.138
	National average value			**$ 1.181**

Adding this component to the local connection cost (C_r^LV) results in a total system cost per new residential connection of approximately 1048 to 1,339 USD per user, with variations between regional networks reflecting differences in investment volume, demand density and access conditions, yielding a national average cost per user of **USD 1,181 per user**.

SimHaiti

Manuel d'utilisation du Modèles SimSEE pour Haïti

Ruben Chaer
Février-2026
Montevideo - Uruguay

1. Nomenclature

Dans ce document, les mots en majuscules et les abréviations ont la signification indiquée ci-dessous :

- Acteur: Dans la terminologie SimSEE, un acteur est une entité (une instance d'un modèle) capable d'échanger de l'énergie au cours de la simulation. Par exemple, les générateurs et les demandes sont des acteurs dans une simulation SimSEE.
- DBESS: Système de stockage d'énergie par batterie distribué. Il s'agit d'un système composé d'un ou plusieurs modules comprenant un banc de batteries et un onduleur/redresseur, installés à un ou plusieurs endroits.
- PIP: Plan d'Investissement Possible. Il s'agit d'un calendrier d'intégration des unités/modules au réseau électrique. Le PIP indique les dates et la quantité d'unités à intégrer pour chacune des technologies envisageables.
- Salle ou Salle De Jeux: Il s'agit de la configuration d'un système d'alimentation électrique dans SimSEE. Une salle SimSEE est constituée d'un ensemble de fichiers qui définissent les acteurs et les sources participant à la simulation, ainsi que l'évolution de leurs paramètres au fil du temps.
- SimSEE : Plateforme de simulation des systèmes d'énergie électrique.
- Source: Dans la terminologie SimSEE, une source est une entité qui génère des valeurs numériques au cours d'une simulation, valeurs qu'elle met à disposition, à ses terminaux, d'autres entités (sources et acteurs). Par exemple, elles servent à représenter des processus stochastiques tels que la vitesse du vent, le rayonnement, etc.

2. Introduction

Ce document fournit une introduction rapide à l'utilisation de la plateforme de simulation de systèmes électriques SimSEE [1] et un manuel pour les modèles développés pour le système électrique d'Haïti.

SimSEE est une plateforme libre et gratuite. Pour plus d'informations, veuillez consulter : https://simsee.org

Les modèles suivants du système énergétique électrique d'Haïti ont été implémentés sur la plateforme SimSEE et sont appelés:

1. SimHaiti_RN0, pour le Réseau Régional 0 avec disponibilité du gaz naturel,
2. SimHaiti_RN0_woNG, pour le Réseau Régional 0 sans disponibilité de gaz naturel,
3. SimHaiti_RN1, pour le Réseau Régional 1,
4. SimHati_RN2, pour le Réseau Régional 2,
5. SimHaiti_RN3, pour le Réseau Régional 3,
6. SimHaiti_RN4, pour le réseau régional 4,
7. SimHaiti_RN5, pour le Réseau Régional 5,
8. SimHaiti_RN0RN1, pour l'ensemble de RN0 et RN1 liés par une interconnexion de 100 MW.
9. SimHaiti_RN1_RD60, à titre d'approximation pour l'analyse de l'interconnexion de RN1 avec la République dominicaine par une liaison de 100 MW,
10. SimHaiti_All, avec les six réseaux régionaux réunis en un modèle maître et
11. SimHaiti_Caracol, pour le Parc Industriel Caracol (PIC).

Les sept premiers modèles représentent un réseau régional situé comme indiqué sur la figure 1.

Le modèle appelé SimHaiti_All est fourni; il représente l'ensemble des modèles régionaux avec le double objectif de faciliter la maintenance des modèles régionaux et d'éventuelles études d'intégration des réseaux régionaux à l'avenir.

Le modèle SimHati_Caracol est fourni uniquement dans le but de modéliser le système existant. Aucune optimisation d'extension de génération n'est effectuée dans le cadre de ce travail.

2.1. Scénarios

a) Scénarios d'unités thermiques

Pour tous les réseaux régionaux, deux scénarios de dilatation thermique ont été envisagés:

- **LPG** dans lequel l'expansion de la production thermique est basée sur des moteurs-générateurs alimentés au gaz de pétrole liquéfié (LPG signifie son acronyme en anglais) et

- **HFO** dans lequel l'expansion de la production thermique est basée sur des moteurs-générateurs alimentés au fioul lourd.
- **woNG** lorsque le gaz naturel n'est pas disponible. Seuls deux scénarios sont envisagés pour RN0, selon la disponibilité du gaz naturel liquéfié (GNL). Le scénario sans disponibilité est indiqué par l'ajout de « woNG » (sans gaz naturel) au nom du cas. L'extension avec du gaz naturel implique une logistique supplémentaire qui rend l'installation de petits modules irréalisable; par conséquent, dans les scénarios avec gaz naturel, l'installation d'au moins une unité à cycle combiné de 60 MW et d'une turbine aérodérivée de 20 MW a été prévue dans RN0.

b) Scénarios de projets hydroélectriques

Pour les réseaux régionaux, deux scénarios d'intégration des projets hydroélectriques ont été envisagés:

- **HAID**: (Hydros All In Date) Dans lequel les projets hydroélectriques identifiés par l'ANARSE comme viables sont considérés comme entrant en service selon les dates estimées par l'ANARSE sur la base de la capacité installée du projet et
- **H5YS:**(Hidro 5 Years Shifted) Avec les mêmes projets prévus dans HAID, mais avec les dates de démarrage décalées de 5 ans dans le futur.

La combinaison de ces scénarios aboutit à ceux résumés dans le tableau 1. Pour chacun d'eux, un plan d'investissement possible (PIP) a été optimisé afin de répondre à la demande prévue. Les options de développement envisagées étaient l'éolien, le solaire, les systèmes de stockage d'énergie par batteries et les centrales thermiques. Ces optimisations nous ont permis d'établir les PIP correspondants, qui sont présentés dans les sections 13, 14 et 15 du présent document.

Tableau 1: Configurations / Scénarios envisagés

	HAID (Hydros All In Dates)		H5YS (Hydros 5 Years Shifted)	
Region/ configuration	**LPG**	**HFO**	**LPG**	**HFO**
RN0_woNG	RN0_woNG_HAID_LPG	RN0_woNG_HAID_HFO	RN0_woNG_H5YS_LPG	RN0_woNG_H5YS_HFO
RN0	RN0_HAID_LPG	RN0_HAID_HFO	RN0_H5YS_LPG	RN0_H5YS_HFO
RN1	RN1_HAID_LPG	RN1_HAID_HFO	RN1_H5YS_LPG	RN1_H5YS_HFO
RN2	RN2_HAID_LPG	RN2_HAID_HFO	RN2_H5YS_LPG	RN2_H5YS_HFO
RN3	RN3_HAID_LPG	RN3_HAID_HFO	RN3_H5YS_LPG	RN3_H5YS_HFO
RN4	RN4_HAID_LPG	RN4_HAID_HFO	RN4_H5YS_LPG	RN4_H5YS_HFO
RN5	RN5_HAID_LPG	RN5_HAID_HFO	RN5_H5YS_LPG	RN5_H5YS_HFO
RN1RD60	RN1RD60_HAID_LPG	RN1RD60_HAID_HFO	RN1RD60_H5YS_LPG	RN1RD60_H5YS_HFO
RN0RN1	RN0RN1_HAID_LPG	RN0RN1_HAID_HFO	RN0RN1_H5YS_LPG	RN0RN1_H5YS_HFO

2.2. Plan d'Investissement Possible (PIP)

Les modèles contiennent un plan d'investissement possible (PIP) qui résulte d'un ensemble d'hypothèses concernant à la fois la croissance potentielle de la consommation d'électricité dans les régions d'Haïti et l'évolution des prix des options de production disponibles.

Il est important de noter que les plans d'investissement en capital (PIP) qui en résultent sont valables pour l'ensemble des hypothèses formulées et que, si ces hypothèses venaient à changer, les PIP devraient être ajustés en conséquence. Par exemple, si la demande croît plus rapidement que prévu, les investissements prévus par les PIP devront être avancés pour suivre le rythme de cette croissance accélérée. Inversement, si la demande croît moins rapidement que prévu, les investissements prévus par les PIP devront être reportés en conséquence afin de maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande.

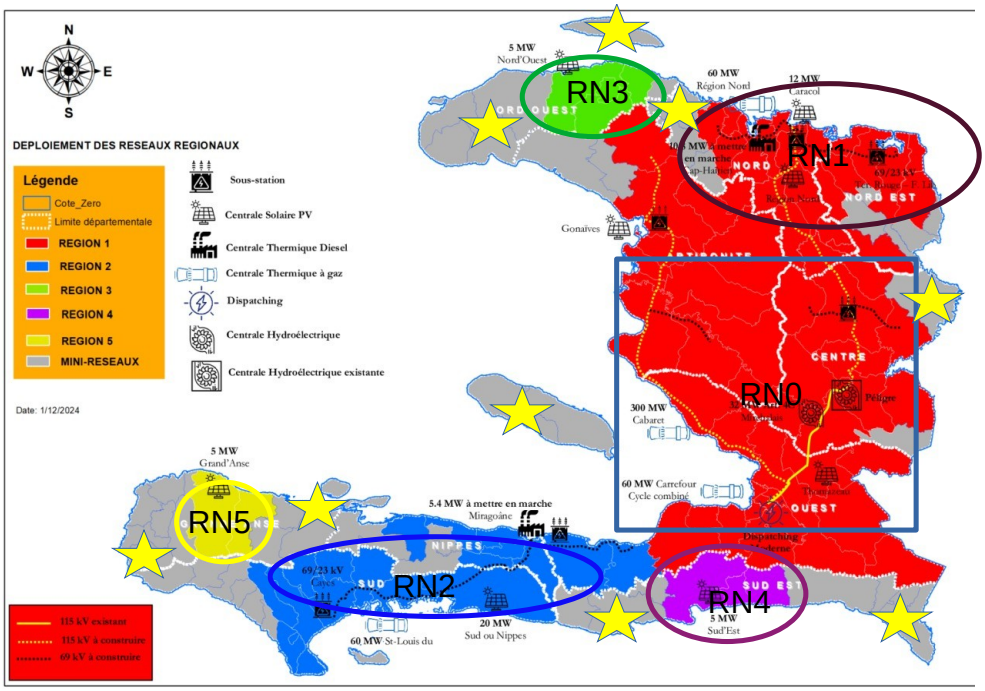


Fig. 1: Modèles SimSEE pour les réseaux régionaux

Les modèles intègrent les centrales électriques existantes et un ensemble de projets hydroélectriques potentiels, sur la base des informations fournies par ANARSE.

Les modèles stochastiques pour les ressources éoliennes, solaires et hydroélectriques ont été entraînés à l'aide de la série de réanalyses ERA5.

La demande potentielle pour chaque réseau régional a été estimée en fonction du nombre d'habitants et d'un objectif de consommation par habitant.

Les modèles couvrent la période 2026-2039. Durant cette période, on a supposé qu'au début, la demande de chaque région représentait 20 % de la consommation cible par habitant correspondante. La demande actuellement satisfaite étant inférieure à cette valeur, les simulations prévoient un rationnement énergétique en 2026.

Une période de rétablissement de l'approvisionnement énergétique est simulée, atteignant les valeurs cibles en 10 ans.

Pour chacun des réseaux régionaux, une optimisation du plan d'investissement possible (PIP) a été réalisée sur la base des gradients d'investissement comme expliqué dans la section 20. La première date possible pour l'entrée de la nouvelle génération a été fixée au 1/1/2027.

3. Quelques mots sur SimSEE

SimSEE est une plateforme de simulation de réseaux électriques développée par l'Institut d'Ingénierie Électrique (IIE) d'Uruguay. Il s'agit d'un projet open source; le code source et les binaires les plus récents sont disponibles gratuitement sur le site web:

https://simsee.org/downloads_en.html

La documentation de la plateforme est disponible sur ce même site, ainsi que l'accès à l'historique des projets de recherche et des cours dispensés (en espagnol) sur la plateforme.

Les principaux fichiers binaires de SimSEE sont:

- SimSEEEdit. vous permet de modifier les modèles et les résultats à générer avec le post-processeur de résultats SimRes3.
- SimSEESimulator. vous permet d'effectuer des simulations de type Monte Carlo du fonctionnement optimal d'un système (modèle) et de générer des séries temporelles des variables d'intérêt associées aux différentes réalisations des processus stochastiques modélisés.
- SimRes3_html. est le post-processeur des résultats. Il permet d'effectuer des opérations sur les groupes de séries temporelles représentant chaque variable. Par exemple, pour évaluer les revenus d'un générateur provenant de la vente de son énergie au coût marginal, et après avoir simulé 1 000 réalisations du processus stochastique sur un horizon temporel de 20 ans avec des pas de temps journaliers subdivisés en blocs de 3 heures, les variables d'intérêt (énergie produite et coût marginal du nœud de connexion) sont des groupes de 1 000 (réalisations) × 3 (blocs horaires) sur 20 (années) × 365 (pas de temps journaliers). Il faut multiplier chaque cellule, puis additionner les valeurs pondérées par la durée des blocs horaires pour obtenir les revenus attendus sur la durée de vie du projet. Des résultats plus sophistiqués peuvent également être obtenus, comme l'identification, à partir de la distribution des valeurs, des valeurs susceptibles d'être dépassées. En reprenant l'exemple précédent, calculez la valeur actuelle du revenu à partir de la réalisation stochastique (chronique) et à partir de la distribution des 1000 réalisations, calculez le CvaR(5%) comme la moyenne des 5% des valeurs les plus basses, comme indicateur de la valeur attendue du revenu conditionnée par les 5% des valeurs les plus basses.

Pour explorer et modifier les modèles développés, vous devez utiliser l'application SimSEEdit, à partir de laquelle vous pouvez lancer le SimSEESimulator et de là le post-processeur SimSRes3_html.

SimSEE est conçu et implémenté comme un modèle 100 % orienté objet. Dans la terminologie SimSEE, chaque modèle est appelé une **Salle De Jeu** ou simplement une **Salle**. Dans ces Salles De Jeu, chaque instance de générateur, de demande, d'interconnexion, etc., est un Acteur capable d'échanger de

l'énergie à chaque pas de temps de la simulation. Il est possible d'inclure différents types d'acteurs, tels que des générateurs thermiques, des générateurs hydroélectriques avec réservoir, des générateurs hydroélectriques au fil de l'eau, des éoliennes, des turbines solaires, etc. Outre les acteurs participant aux échanges d'énergie, il est possible de définir un autre type d'instance appelé Source, utilisé pour représenter des processus externes. Ces sources, à l'instar des générateurs de signaux en laboratoire, affichent sur leurs terminaux des nombres représentant les valeurs des processus qu'elles représentent, et ces valeurs sont accessibles aux acteurs. Par exemple, une éolienne doit être connectée au terminal d'une source représentant la vitesse du vent à l'emplacement de l'éolienne.

Chaque Playroom se compose d'un fichier principal (texte brut) avec l'extension « .ese » et de fichiers auxiliaires pouvant représenter des modèles stochastiques, des séries temporelles, etc. Le tout est compressé dans un fichier zip pour faciliter le partage et le stockage. Les modèles développés peuvent être téléchargés à l'adresse suivante: https://yaco.zonaexterior.net/HAITI/

Les fichiers : SimHaiti_{model_id}.zip où {model_id} est l'identifiant du modèle tel qu'il apparaît dans la première colonne du tableau 1 sont le modèle correspondant pour le réseau/la configuration régionale.

Le fichier SimHaiti_All.zip est un modèle maître à partir duquel tous les modèles précédents sont dérivés en supprimant les acteurs et les scénarios non correspondants et est fourni uniquement à des fins de maintenance.

Le fichier SimHaiti_Caracol.zip est le modèle du parc industriel Caracol.

En décompressant l'un de ces fichiers, puis en allant dans SimSEEdit dans le menu Fichier -> Ouvrir et en sélectionnant le fichier avec l'extension «.ese », la pièce correspondante sera modifiée.

Lors de la première ouverture d'une pièce, des fichiers binaires «cache » sont générés afin d'accélérer le chargement des pièces suivantes. Ce processus peut prendre quelques secondes. Une fois la pièce prête à être modifiée, l'écran principal de SimSEEdit s'affiche, comme illustré sur la figure.7.

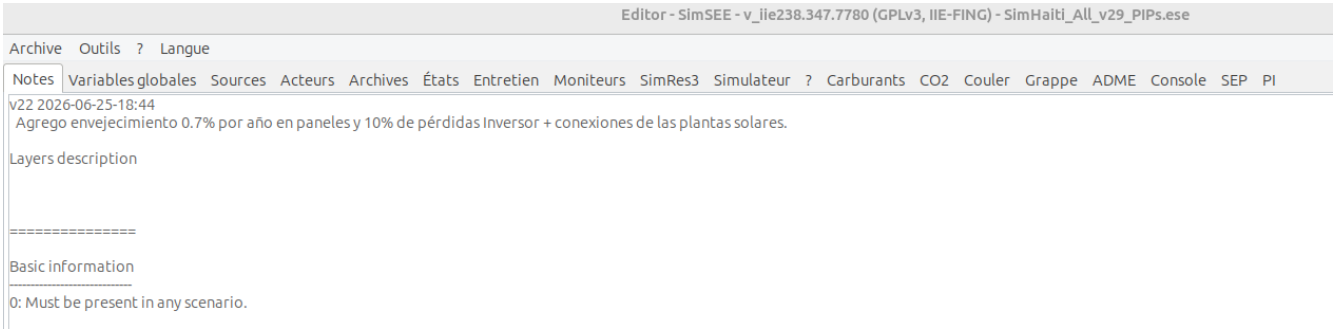


Fig. 2: Écran principal de SimSEEdit

Parmi tous les onglets disponibles, seuls les suivants seront utilisés dans cette introduction à l'utilisation de SimSEE:

- **Notes**. Ceci correspond à l'écran initialement affiché et contient une zone de texte pour rédiger la documentation du modèle.
- **Variables globales**. Cet onglet permet de modifier l'horizon temporel et l'intervalle de temps à simuler, ainsi que d'autres paramètres globaux tels que le fuseau horaire.
- **Sources**. Cet onglet permet d'ajouter/modifier les instances de sources dans la Playroom.
- **Acteurs**. Cet onglet permet d'ajouter/modifier les instances d'acteurs dans la Playroom.
- **Archives**. Cet onglet permet de joindre/détacher des fichiers à la Playroom.
- **SimRes3**. Cet onglet permet d'ajouter/supprimer/modifier les scripts de post-traitement.
- **Simulateur**. Cet onglet vous permet de configurer certains paramètres des processus d'optimisation/simulation et de démarrer le simulateur SimSEES.

3.1. Horizon temporel et pas de temps

SimSEE simule la répartition optimale des ressources énergétiques sur un horizon temporel donné, en utilisant un pas de temps (intervalle de temps) pour résoudre le problème. Si un pas de temps supérieur à une heure est choisi, il est possible de définir des blocs (par exemple, bloc 1, bloc 2 et bloc 3) regroupant les heures de chaque pas de temps. Au cours des simulations, les heures de chaque pas de temps sont ordonnées dynamiquement par ordre décroissant de leur besoin en puissance disponible. Ces heures sont ensuite affectées à chaque bloc, les heures présentant le besoin en puissance disponible le plus élevé étant placées dans le premier bloc et celles présentant le besoin le plus faible dans le dernier.

Cette technique de regroupement par blocs horaires est courante dans la quasi-totalité des outils de simulation et garantit l'équilibre énergétique pour chaque bloc horaire de chaque pas de temps. Elle permet ainsi de représenter les contraintes d'équilibre énergétique au sein du pas de temps (la somme des bilans de chaque bloc). En définissant des blocs de demande maximale et minimale de courte durée (blocs étroits), les besoins en puissance maximaux et minimaux sont représentés. Auparavant, la classification en blocs horaires était fixe et basée sur la courbe de charge monotone, considérée comme un indicateur des besoins en puissance. Avec l'intégration massive des énergies éolienne et solaire, caractérisée par des variations de disponibilité des ressources sur de courtes périodes, les besoins en puissance pilotable sont désormais régis par la demande nette (demande du système moins la puissance disponible issue des énergies renouvelables non conventionnelles). C'est pourquoi l'utilisation de blocs horaires définis dynamiquement est nécessaire lors des simulations.

Les modèles construits représentent l'approvisionnement énergétique avec un pas de temps quotidien et un regroupement dynamique des 24 heures de chaque jour en 3 blocs de 4, 10 et 10 heures.

Le regroupement dynamique des heures de chaque pas de temps est effectué par SimSEE à l'aide de la demande nette monotone. La demande nette est calculée pour chaque heure de chaque pas de temps (jour) comme la somme de la demande des consommateurs (au niveau de la production) moins la puissance disponible chaque heure de l'ensemble des générateurs éoliens et solaires. Ceci permet de représenter les besoins en puissance gérables du système et, en fonction de cette puissance, les heures sont classées en créneaux horaires définis, de la demande la plus élevée à la plus faible.

3.2. Paramètres dynamiques et statiques

Dans SimSEE, les acteurs possèdent des paramètres statiques et dynamiques. Les paramètres statiques sont ceux modifiés dans le formulaire principal du type d'acteur. Par exemple, la Fig.3 illustre le formulaire de modification d'un générateur solaire.

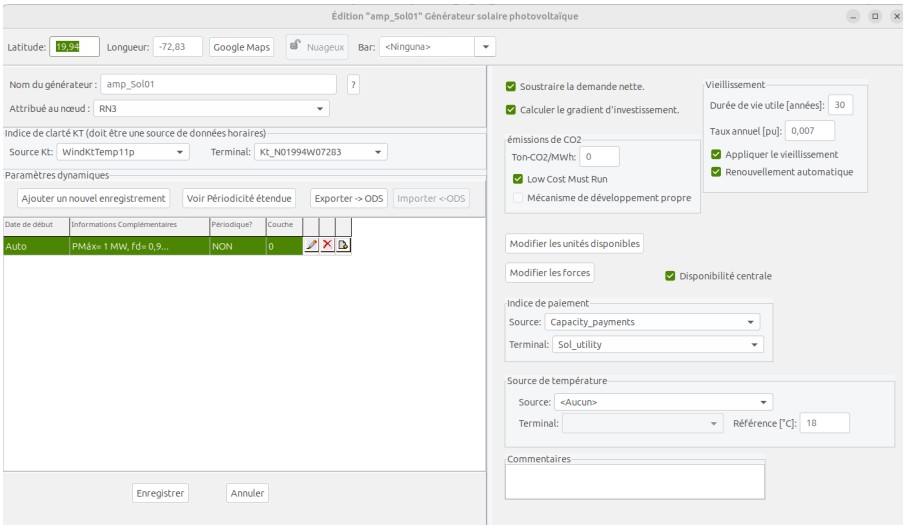


Fig. 3: Formulaire principal pour la modification d'un générateur solaire.

Les paramètres statiques restent inchangés pendant la simulation; ils sont fixes. Par exemple, sur la Fig.3, les champs "Nom du générateur" et "Attribué au nœud" sont statiques. Dans le panneau "Paramètres dynamiques", vous pouvez modifier les enregistrements de paramètres dynamiques existants en cliquant sur le crayon [ ], supprimer un enregistrement [ ], le dupliquer [ ], ou en ajouter un nouveau à l'aide du bouton "Ajouter un nouvel enregistrement".

L'exemple présenté, à savoir le formulaire d'édition dynamique des paramètres d'un générateur solaire, est illustré à la Fig.4

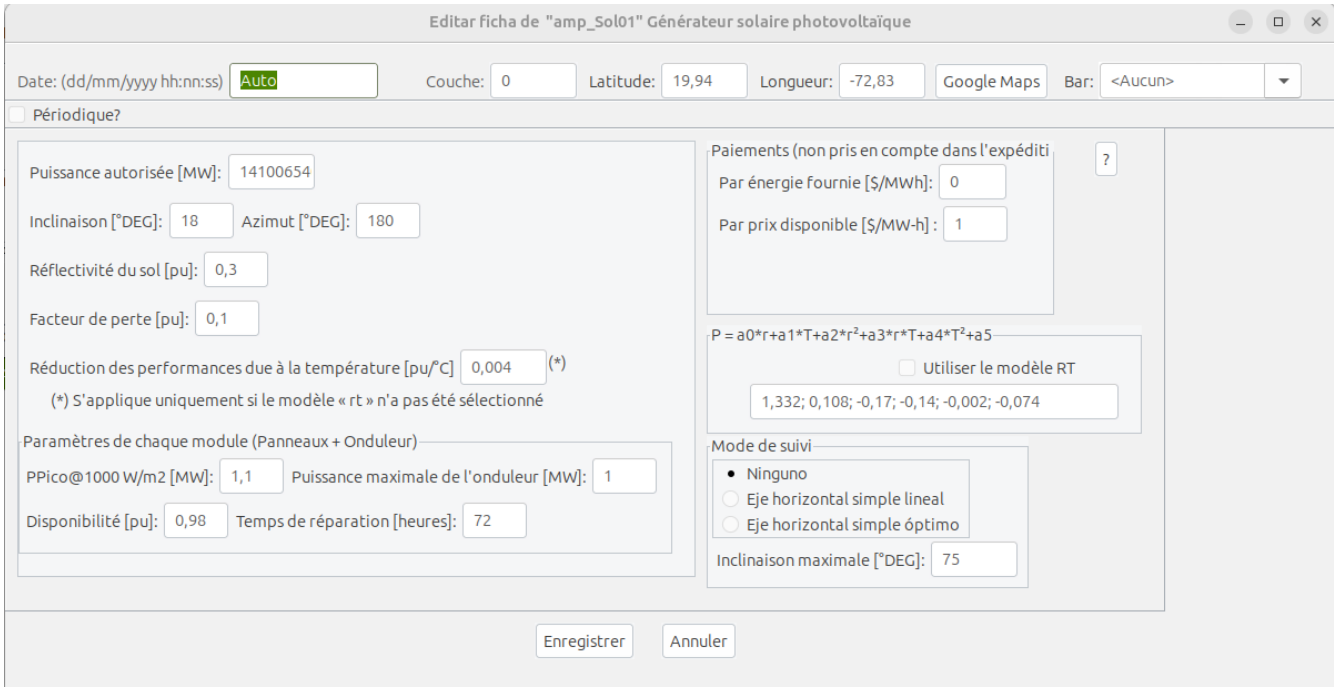


Fig. 4: Formulaire permettant de modifier les paramètres dynamiques d'un générateur solaire.

Dans le coin supérieur gauche se trouve le champ permettant d'indiquer la date de validité des paramètres du formulaire. Dans l'exemple, la mention "Auto" apparaît, ce qui signifie que les paramètres sont valides dès le début de la période de simulation/optimisation de la pièce.

Le champ "couche" indique la couche à laquelle appartient l'enregistrement du paramètre.

Le bouton "Modifier les unités disponibles" (Fig.3) permet de modifier un type particulier d'enregistrement de paramètre dynamique que les acteurs doivent utiliser pour indiquer le nombre d'unités installées, le nombre d'unités disponibles et le nombre d'unités en maintenance. Ces enregistrements précisent également la date d'activation et la couche à laquelle ils appartiennent.

3.3. Scénarios et exécution

Dans l'onglet « Scénarios et exécution », vous pouvez définir des scénarios et lancer la simulation de la pièce avec le scénario actif souhaité.

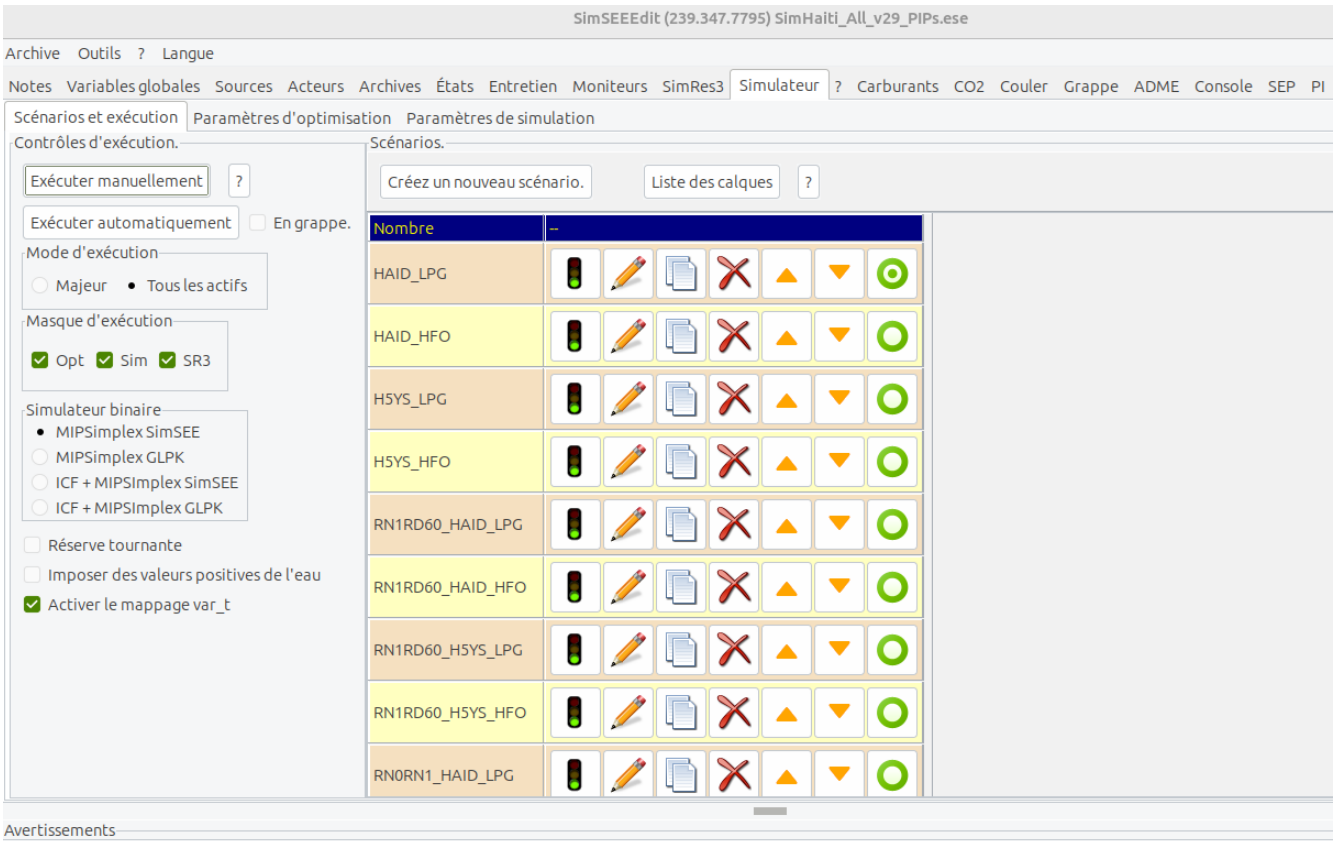


Fig. 5: Scénarios et exécution

La Fig 5 illustre un exemple où les scénarios "Tous", "RN1", "RN2", etc., sont déjà définis. Vous pouvez modifier le scénario souhaité à l'aide de l'icône en forme de crayon, le supprimer avec l'icône en forme de croix et dupliquer un scénario existant avec l'icône en forme de double note. Le bouton "Créer un nouveau scénario" vous permet d'en ajouter un.

Le bouton "Exécuter manuellement" permet de lancer SimSEESimulator pour simuler le fonctionnement optimal du scénario actif. Le scénario actif est celui sélectionné à l'aide du bouton radio correspondant dans la liste des scénarios.

Le formulaire d'édition d'un scénario est présenté dans la figure Fig.6. Pour les besoins de cette introduction, seuls le nom de la scène et la liste des calques actifs sont pertinents. C'est cette liste qui

définit les onglets de paramètres dynamiques des acteurs qui sont actifs et qui déterminent donc le comportement de la pièce dans son ensemble.

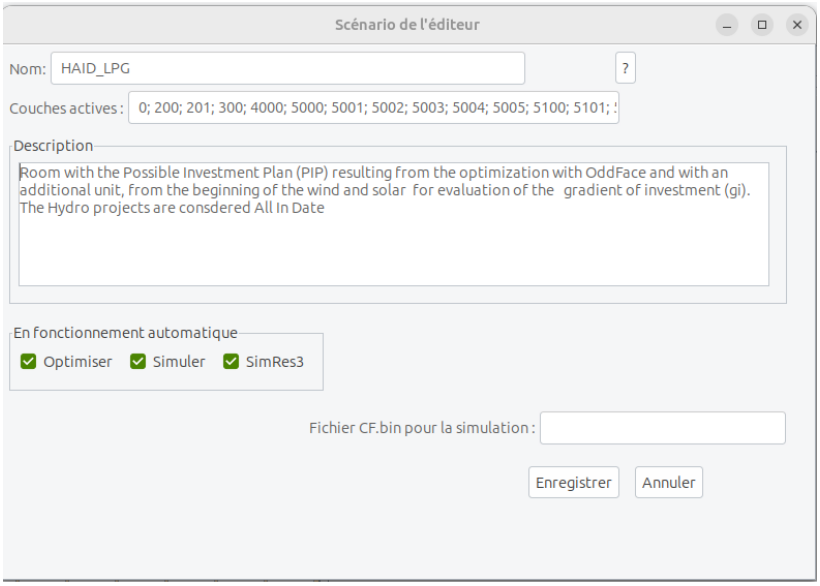


Fig. 6: Scenario editing form.

4. Nœuds énergétiques et interconnexions

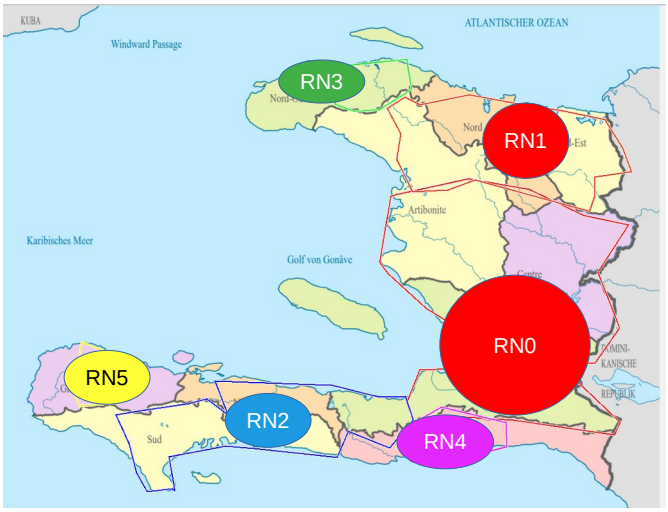


Fig. 7: Nœuds configurés dans les salles haïtiennes

Pour résoudre le problème de répartition de l'énergie dans SimSEE, il est nécessaire de définir des nœuds auxquels sont connectés les générateurs et les acteurs de demande. Ces nœuds (qui sont également des acteurs) représentent de vastes zones du système. Ils peuvent être interconnectés par des acteurs d'interconnexion, qui représentent de grands corridors de transport entre ces zones.

Avec la configuration illustrée à la Fig.7, six réseaux régionaux sont établis:

- Réseau régional 0 : Représenté par le nœud RN0 et englobant les départements du Centre, de l'Ouest et la partie sud de l'Artibonite.
- Réseau régional 1 : Représenté par le nœud RN1 et englobant les départements du Nord, du Nord-Est et la partie nord de l'Artibonite.
- Réseau régional 2 : Représenté par le nœud RN2 et englobant les États de Nippes et de Sud.
- Réseau régional 3 : Représenté par le nœud RN3 et englobant l'État Nord-Ouest.
- Réseau régional 4 : Représenté par le nœud RN4 et englobant l'État Sud-Est.
- Réseau régional 5 : Représenté par le nœud RN5 et englobant l'État de Grand' Anse.

Le modèle RN0RN1 contient les configurations correspondant à RN0 et RN1 et les arcs d'interconnexion entre les deux nœuds énergétiques de 100 MW dans le but d'analyser l'avantage d'interconnecter les deux réseaux régionaux.

5. Couches et scénarios pour les salles d'Haïti

5.1. Couches

Afin d'offrir une certaine flexibilité aux modèles, les couches suivantes ont été configurées concernant l'activation/désactivation des unités de production:

a) Informations de base

- Couche 0: Doit être présente dans tous les scénarios.

b) Suivi du gradient d'investissement (GI)

- Couche 200: Générateurs de dilatation thermique. Une unité dès le début, juste pour détecter le gradient d'investissement (GI).
- Couche 201: Générateurs d'expansion éolienne et solaire. Une unité dès le début, juste pour détecter le gradient d'investissement (GI).

c) Projets hydroélectriques

Les couches des unités hydrauliques ont la signification suivante :

Couches 5000 + 1000 * Sans date + 100 * Futur + 10 * (PMin/PMax < 0,2) + RN

Où RN correspond au dernier chiffre du nœud associé à un réseau régional : RN0, RN1, RN2, RN3, RN5

d) Générateurs thermiques

- Couche 300 : Générateurs thermiques existants.
- Couche 18000: Extension Diesel de 1 MW (configurée mais non utilisée)
- Couche 28000: extension HFO de 1 MW
- Couche 38000: extension de 1 MW au GPL
- Couche 8500: Extension de la centrale à gaz naturel combinée de 60 MW et des turbines à gaz de 20 MW pour le nœud RN0

e) Couches PIP optimisées

Au total, neuf configurations de système ont été considérées (première colonne du tableau 1).

Pour ces neuf configurations, les PIP ont été optimisés pour les quatre scénarios formés par l'hypothèse de la mise en service des projets hydroélectriques HAID/H5YS et de la disponibilité de carburant GPL/HFO pour les groupes électrogènes.

Dans la salle SimSEE, les PIP correspondants sont saisis avec les unités incorporées dans des couches qui identifient la configuration et le cas avec le codage présenté dans le Table 2.

Tableau 2: Encodage de la couche correspondant à chaque PIP optimisé

				100000000	10000000	1000000	100000	10000	1000	100	10	1
				9	8	7	6	5	4	3	2	1
	Configuration	PIP-Layer	Scenario	PIP	PIP	x	R0R1	R1RD60	RN	RN0_LNG	H5YS/HAID	HFO\LPG
1	RN0	880000101	HAID_HFO	8	8	0	0	0	0	1	0	1
2	RN0	880000100	HAID_LPG	8	8	0	0	0	0	1	0	0
3	RN0	880000111	H5YS_HFO	8	8	0	0	0	0	1	1	1
4	RN0	880000110	H5YS_LPG	8	8	0	0	0	0	1	1	0
5	RN0_woNG	880000001	RN0_woNG_HAID_HFO	8	8	0	0	0	0	0	0	1
6	RN0_woNG	880000000	RN0_woNG_HAID_LPG	8	8	0	0	0	0	0	0	0
7	RN0_woNG	880000011	RN0_woNG_H5YS_HFO	8	8	0	0	0	0	0	1	1
8	RN0_woNG	880000010	RN0_woNG_H5YS_LPG	8	8	0	0	0	0	0	1	0
9	RN1	880001101	HAID_HFO	8	8	0	0	0	1	1	0	1
10	RN1	880001100	HAID_LPG	8	8	0	0	0	1	1	0	0
11	RN1	880001111	H5YS_HFO	8	8	0	0	0	1	1	1	1
12	RN1	880001110	H5YS_LPG	8	8	0	0	0	1	1	1	0
13	RN2	880002101	HAID_HFO	8	8	0	0	0	2	1	0	1
14	RN2	880002100	HAID_LPG	8	8	0	0	0	2	1	0	0
15	RN2	880002111	H5YS_HFO	8	8	0	0	0	2	1	1	1
16	RN2	880002110	H5YS_LPG	8	8	0	0	0	2	1	1	0
17	RN3	880003101	HAID_HFO	8	8	0	0	0	3	1	0	1
18	RN3	880003100	HAID_LPG	8	8	0	0	0	3	1	0	0

				100000000	10000000	1000000	100000	10000	1000	100	10	1
				9	8	7	6	5	4	3	2	1
	Configuration	PIP-Layer	Scenario	PIP	PIP	x	R0R1	R1RD60	RN	RN0_LNG	H5YS/HAID	HFO\LPG
19	RN3	880003111	H5YS_HFO	8	8	0	0	0	3	1	1	1
20	RN3	880003110	H5YS_LPG	8	8	0	0	0	3	1	1	0
21	RN4	880004101	HAID_HFO	8	8	0	0	0	4	1	0	1
22	RN4	880004100	HAID_LPG	8	8	0	0	0	4	1	0	0
23	RN4	880004111	H5YS_HFO	8	8	0	0	0	4	1	1	1
24	RN4	880004110	H5YS_LPG	8	8	0	0	0	4	1	1	0
25	RN5	880005101	HAID_HFO	8	8	0	0	0	5	1	0	1
26	RN5	880005100	HAID_LPG	8	8	0	0	0	5	1	0	0
27	RN5	880005111	H5YS_HFO	8	8	0	0	0	5	1	1	1
28	RN5	880005110	H5YS_LPG	8	8	0	0	0	5	1	1	0
29	RN1RD60	880011101	RN1RD60_HAID_HFO	8	8	0	0	1	1	1	0	1
30	RN1RD60	880011100	RN1RD60_HAID_LPG	8	8	0	0	1	1	1	0	0
31	RN1RD60	880011111	RN1RD60_H5YS_HFO	8	8	0	0	1	1	1	1	1
32	RN1RD60	880011110	RN1RD60_H5YS_LPG	8	8	0	0	1	1	1	1	0
33	RN0RN1	880100101	RN0RN1_HAID_HFO	8	8	0	1	0	0	1	0	1
34	RN0RN1	880100100	RN0RN1_HAID_LPG	8	8	0	1	0	0	1	0	0
35	RN0RN1	880100111	RN0RN1_H5YS_HFO	8	8	0	1	0	0	1	1	1
36	RN0RN1	880100110	RN0RN1_H5YS_LPG	8	8	0	1	0	0	1	1	0

5.2. Scénarios

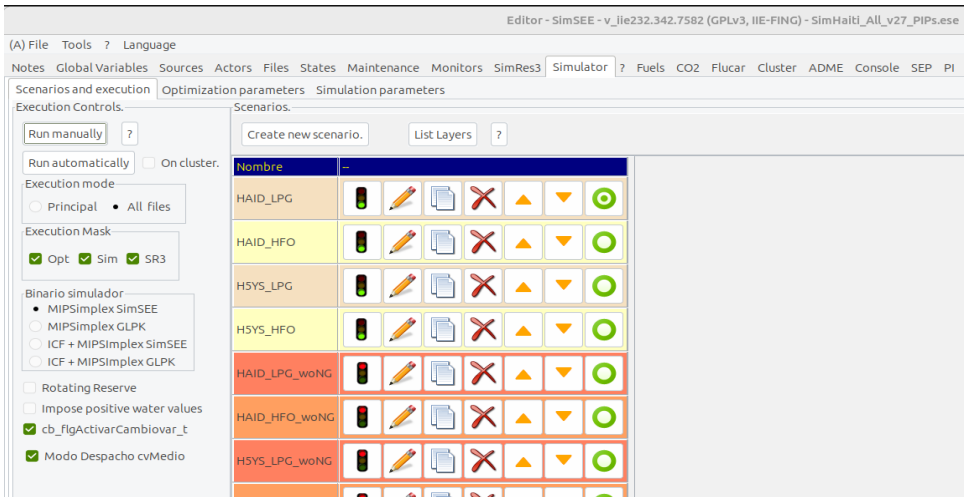


Fig. 8: Scénarios pour les Salles d'Haïti

La Fig.8 présente un exemple du panneau "Scénarios et exécution" avec les scénarios. En cliquant sur l'icône en forme de crayon d'une scène, vous accédez à son mode d'édition et pouvez visualiser/modifier les calques actifs qui la définissent, comme illustré sur la Fig.9.

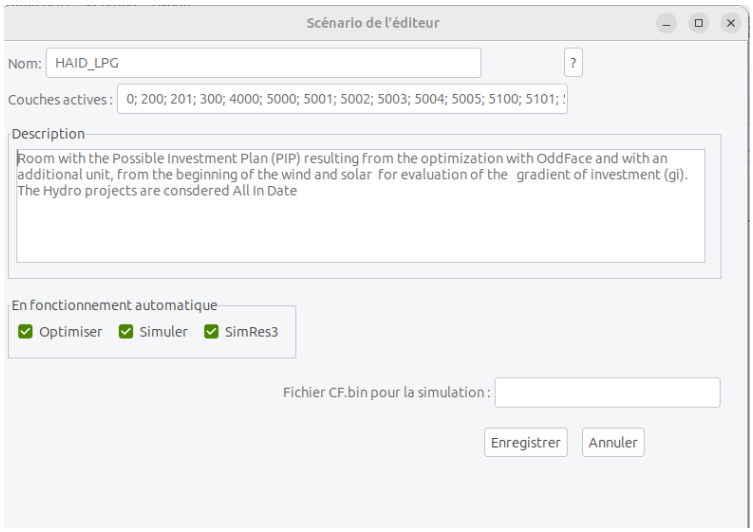


Fig. 9: Modifier un scénario

6. La demande énergétique

Dans le contexte actuel d'Haïti, seul un faible pourcentage de la population (environ 30 %) a accès à l'électricité, et cet accès est souvent restreint. Par conséquent, afin de représenter la demande potentielle à satisfaire, on a supposé que la courbe de consommation horaire, une fois le Plan d'investissement possible (PIP) mis en œuvre, serait similaire à celle de la République dominicaine, tant en termes de consommation d'énergie par habitant que de besoins horaires en puissance. Une demande cible est ainsi définie pour chaque région, et son atteinte est supposée progressive sur 10 ans, à partir de 2027. La demande cible pour 2037 est présentée dans le tableau 3.

Tableau 3: 2037 Demande cible par région

Total Region	Inhabitants	MWh/Inhabitant/year	GWh/year
0+1	7243239	1.24	8982
2	1172238	1.24	1454
3	424062	1.24	526
4	302301	1.24	375
5	170073	1.24	211

De plus, les pertes de transport et de distribution dans le système actuel sont élevées, probablement en raison de surcharges qui augmentent les pertes ohmiques. Pour tenir compte de cette situation, on a supposé que la demande à satisfaire au niveau de la production est supérieure de 15 % à la demande initiale, mais que les pertes pour cette nouvelle demande sont de 10 %, en supposant que la nouvelle consommation s'accompagne d'une politique de réduction des pertes. Il est difficile de prévoir si ces améliorations seront réalisées, mais on s'attend à ce que, grâce à l'avancement du PIP (Plan d'investissement possible), les travaux d'infrastructure nécessaires à l'installation de la nouvelle capacité de production améliorent la situation aux niveaux du transport et de la distribution, entraînant une réduction des pertes techniques. La Fig.10 résume ces éléments.

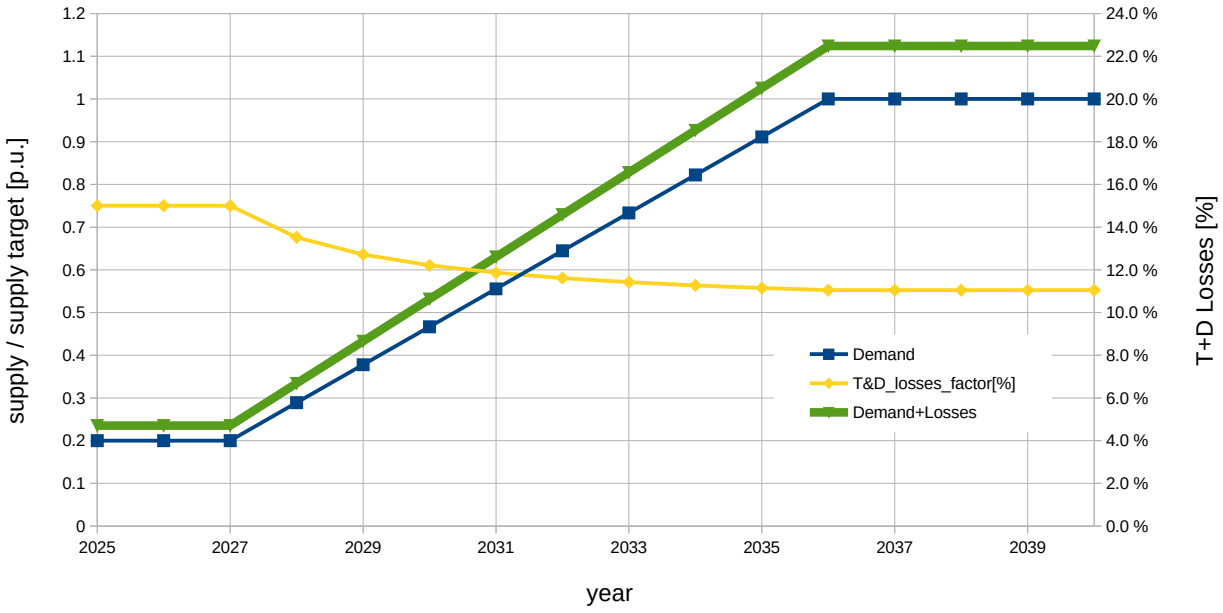


Fig. 10: L'approvisionnement énergétique est en croissance

La demande totale a été répartie selon les proportions indiquées dans le tableau 3 pour les régions correspondantes. De plus, la demande pour la région 0+1 a été subdivisée entre les deux nœuds énergétiques qui la représentent: 70 % pour le nœud RN0 (Sud et Centre, Port-au-Prince) et les 30 % restants pour le nœud RN1 (Nord).

La Fig.11 montre la moyenne mensuelle de la production cumulée (Demande + Pertes) pour les six régions.

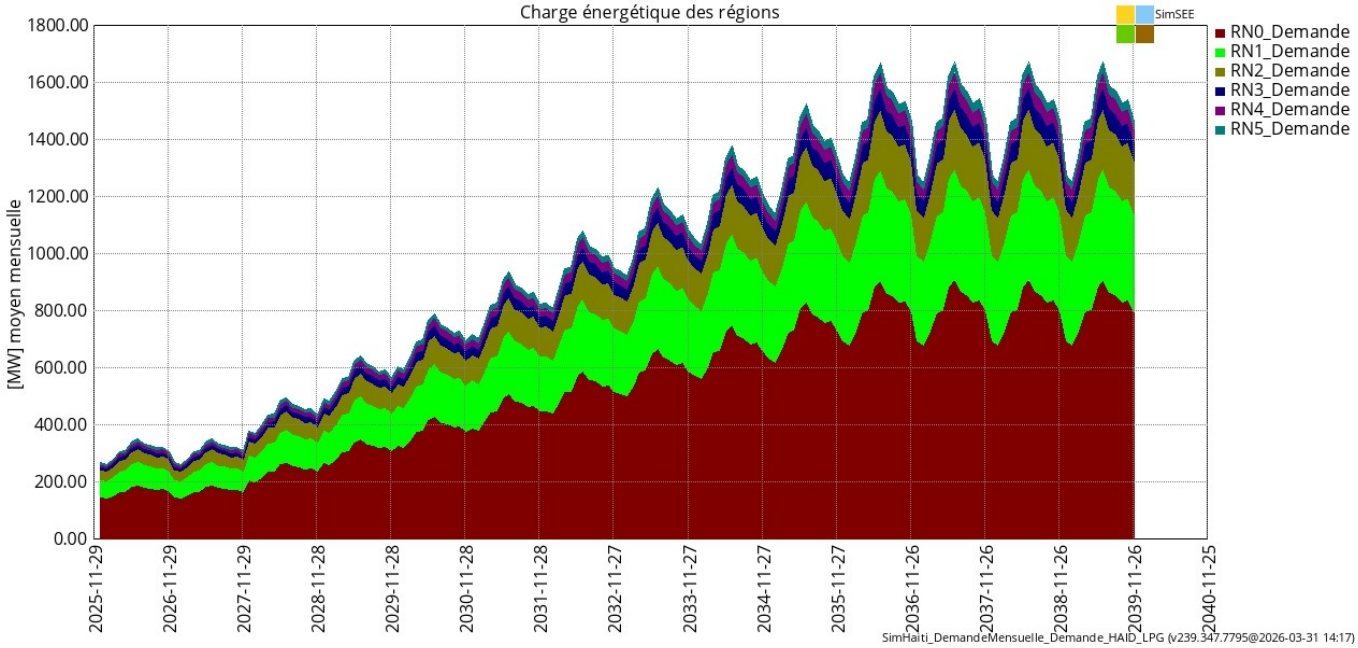


Fig. 11: Moyenne mensuelle de la production d'électricité pour les six régions

La Fig.12 présente les valeurs mensuelles minimales, maximales et moyennes pour la somme des six régions.

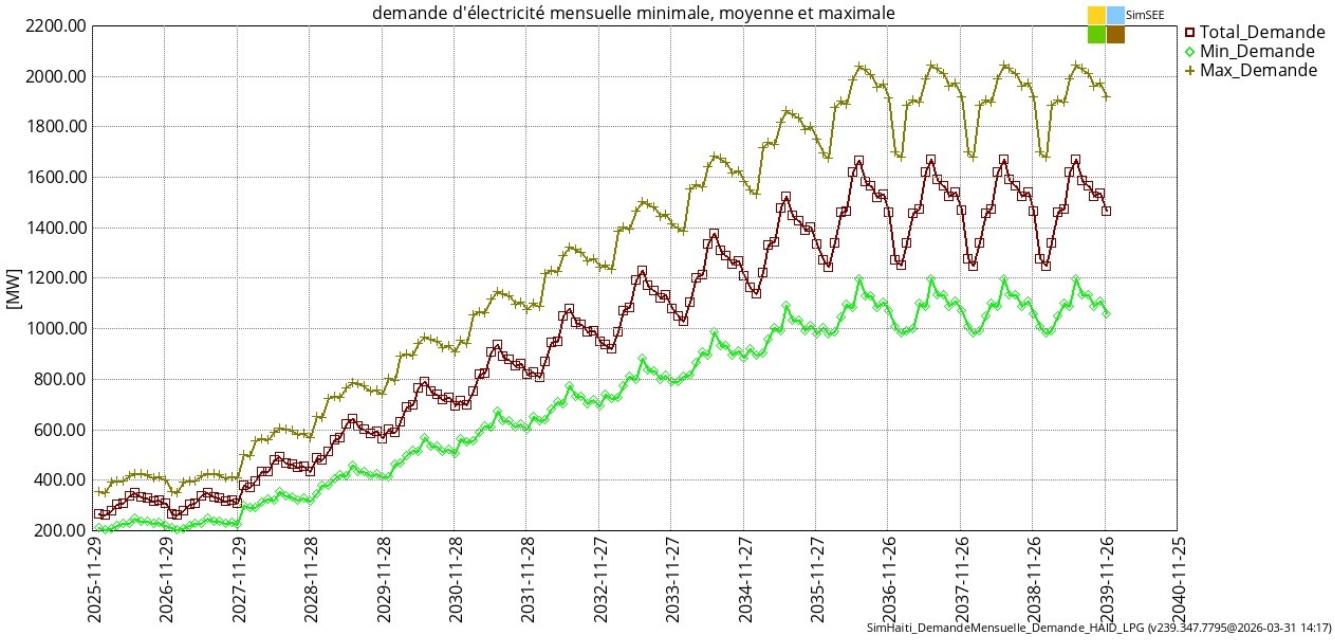


Fig. 12: Somme des demandes mensuelles minimales, maximales et moyennes des six régions.

À titre d'exemple, la Fig.13 présente un échantillon de la demande horaire de la région 2 pour juin 2037. Il est important de noter que, dans ce modèle, les jours ouvrables et les jours fériés sont modélisés de manière approximative; la date exacte importe peu, l'essentiel étant qu'après cinq jours ouvrables, il y a un demi-jour férié (le samedi) suivi d'un jour férié (le dimanche). SimSEE propose des modèles de demande permettant de spécifier des calendriers de jours fériés, mais compte tenu de l'objectif de planification et des informations disponibles, il a été déterminé que l'utilisation de modèles plus complexes ne contribuerait pas à l'atteinte de cet objectif, et un calendrier fixe (identique chaque année) a été choisi.

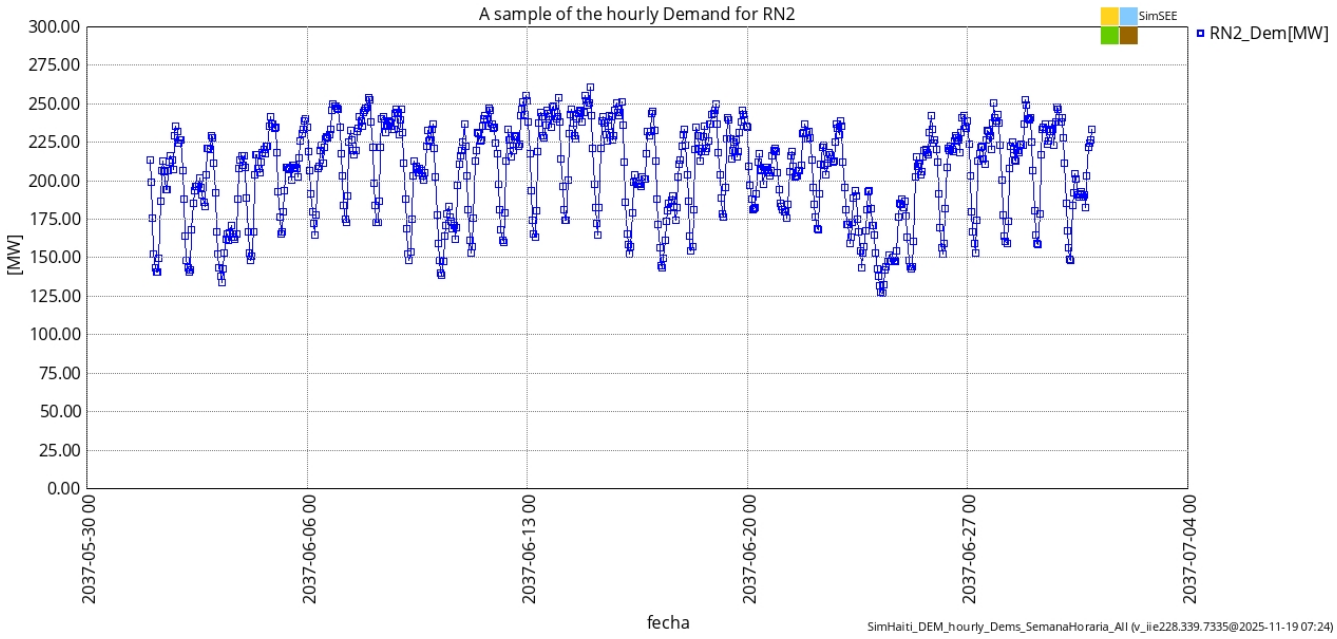


Fig. 13: Exemple de la demande horaire de la région 2 pour juin 2037

6.1. Coûts du rationnement et sécurité d'approvisionnement

Dans tous les modèles de demande, les coûts de rationnement (le coût pour le pays de l'énergie non fournie) ont été considérés en trois étapes (ou générateurs de rationnement) correspondant aux 3 % initiaux de rationnement, aux 7 % suivants et aux 90 % restants, avec des coûts pour l'économie nationale équivalents à 640 US$/MWh, 1296 US$/MWh et 5400 US$/MWh. Ces coûts de rationnement ont été supposés indexés à 100 % sur le coût des combustibles pour les centrales thermiques.

Il est important de noter que ce sont ces coûts de rationnement qui fixent l'objectif du pays en matière de sécurité d'approvisionnement souhaitée et, par conséquent, le niveau d'investissement que le secteur de l'électricité devra réaliser.

La sécurité d'approvisionnement est fortement influencée par les ressources disponibles et les conséquences des pannes imprévues de générateurs. La capacité de chaque unité de production susceptible de tomber en panne ne doit pas excéder 10 % de la capacité totale afin que, en cas de défaillance, les conséquences pour le réseau restent gérables. Par ailleurs, les unités de production de plus grande taille bénéficient d'économies d'échelle, ce qui plaide en faveur d'une sécurité d'approvisionnement plus importante. Afin d'assurer un équilibre pour les régions 2, 3, 4 et 5, il a été retenu que les options d'installation pour les centrales thermiques seraient de 1 MW. Seule la région 1 a considéré la possibilité d'installer des turbines aérodérivées de 20 MW et des centrales à cycle combiné de 60 MW alimentées au gaz naturel.

Il convient de noter que, étant donné que l'option d'investissement marginale consiste en des machines thermiques avec un coût variable initial de 300 USD/MWh (combustible HFO), un facteur de disponibilité de 0,8 et un paiement de capacité de 22,7 USD/MWh, pour remplacer uniquement le premier niveau de rationnement (cf_1), le facteur temporel dans lequel il marginalise la première étape de défaillance doit être celui qui satisfait ce qui suit:

$$(640-300)\,cf_1\,fd \geq 22{,}7 \quad , \qquad (1)$$

Par conséquent, à la limite où le système dispose de ressources suffisantes pour éviter le déclenchement de stades de défaillance supérieurs, le stade de défaillance 1 aura un facteur d'activation de:

$$cf_1 \geq \frac{22{,}7}{(640-300)\,fd} = 0{,}083 \quad , \qquad (2)$$

Autrement dit, avec un premier palier de rationnement à 640 USD/MWh et l'option d'investissement marginal proposée, on prévoit une activation de ce premier palier d'environ 8,3 %. Si l'objectif était de réduire ce taux d'activation à 2 %, le premier palier de rationnement devrait avoir la valeur suivante:

$$cv_{f1} = 300 + \frac{22{,}7}{0{,}02\,fd} = 1718{,}75\,USD/MWh \quad ,(3)$$

Cette valeur est supérieure au coût de rationnement fixé pour le second niveau de défaillance. Ceci illustre simplement la forte corrélation entre les valeurs de rationnement utilisées et la sécurité d'approvisionnement qui en résulte.

6.2. Indices de qualité de l'approvisionnement en électricité

Comme indiqué dans la section précédente, il existe un lien direct entre le niveau d'investissement, déterminé par les coûts de rationnement définis, et la fiabilité de l'approvisionnement obtenue.

Les indicateurs mensuels suivants sont proposés pour mesurer la fiabilité atteinte:

- MEERV. Valeur mensuelle prévue du rationnement énergétique.
- MCEERV. Valeur mensuelle conditionnelle attendue du rationnement énergétique.
- MPRP3%. Probabilité mensuelle que la puissance de rationnement dépasse les 3 % de la puissance instantanée.

Avec les définitions formelles suivantes:

$$MEERV_i = \frac{\sum_{j \in H_i} r_j}{\sum_{j \in H_i} d_j} \quad , \qquad (4)$$

$$MCEERV_i = \frac{\sum_{j \in HR_i} r_j}{\sum_{j \in HR_i} d_j} \quad , \qquad (5)$$

$$MPRP_i = \frac{\sum_{kj \in H_i} \left(\frac{r_{kj}}{d_j} > 0{,}001 \right)}{\sum_{j \in H_i} 1{,}0} \quad , \qquad (6)$$

où:

- i identifier le mois
- H_i est l'ensemble des échantillons simulés correspondant au mois i. Les échantillons de cet ensemble sont indexés par j avec la signification suivante.
- j est l'ordinal de la réalisation simulée de Monte Carlo (chronique).
- r_j est l'énergie de rationnement pour l'échantillon j.
- d_j représente l'énergie de charge du système demandée pour l'échantillon j.
- $HR_i \in H_i$ est le sous-ensemble d'échantillons H_i ayant $\frac{r_{kj}}{d_{kj}} > 0{,}001$.

Comme critère de sécurité, par exemple. La Colombie définit les limites suivantes :

- MEERV < 1,5%
- MCEERV < 3%

- MPRP < 5%

Comme le montrent les résultats de la section 13, les indices MEERV et MCEERV respectent les limites susmentionnées, contrairement à l'indice MPRP qui présente une forte saisonnalité annuelle, avec des valeurs proches de 100 % pour les mois de décembre et janvier. Cela signifie que durant ces mois, compte tenu des coûts de rationnement spécifiés, il est plus rentable de réduire la demande que d'installer des moyens de production supplémentaires pour la satisfaire. Étant donné que les autres indicateurs sont respectés et qu'il ne semble pas raisonnable d'exiger une sécurité accrue compte tenu de l'état actuel de l'offre, un indicateur supplémentaire est ajouté. Cet indicateur consiste à analyser, pour chaque jour de chaque simulation des processus stochastiques de chaque mois, la relation entre la puissance rationnée maximale et la demande de pointe, et à déterminer les seuils de probabilité associés.

7. Les sources

Dans la terminologie SimSEE, une source désigne une entité qui génère des valeurs numériques dans ses sorties/terminaux, lesquelles sont accessibles aux autres entités participant à une simulation au sein d'une salle SimSEE. Par exemple : la vitesse du vent, le rayonnement et la température à différents endroits, ou encore les débits entrant dans une centrale hydroélectrique.

La Fig.14 montre l'ensemble des sources configurées pour tous les modèles SimHati.

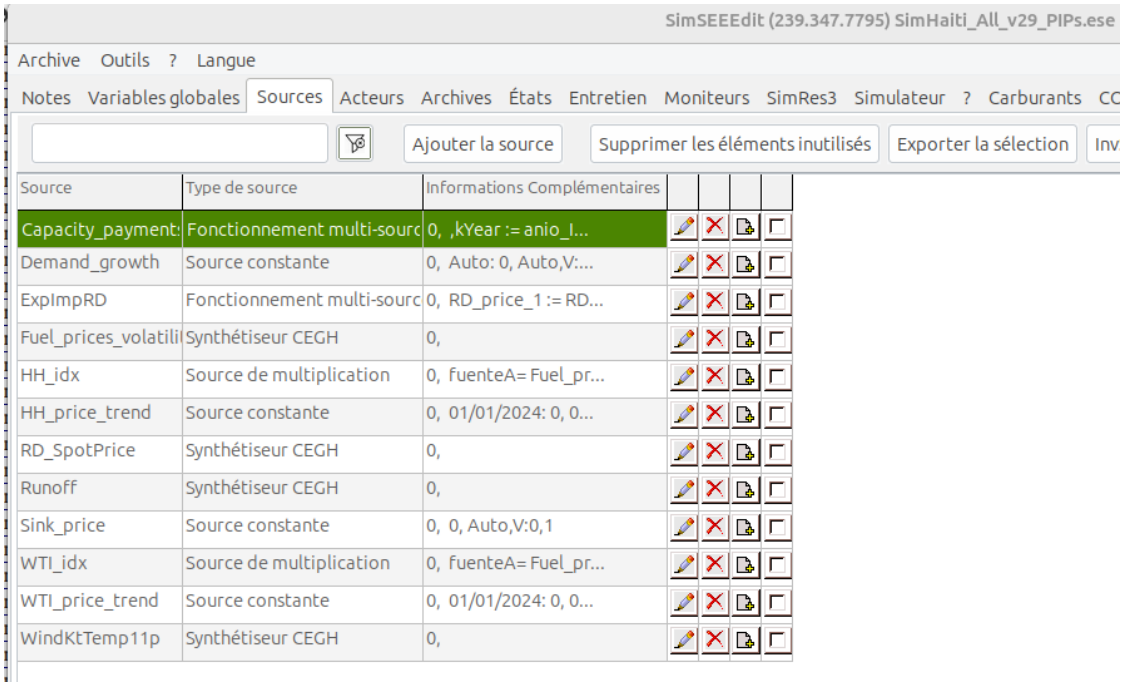


Fig. 14: Ensemble de sources pour les modèles Hati

Comme vous pouvez le constater, il existe différents types de sources:

- Fonctionnement multi-sources. Ce type de source permet l'entrée de données provenant de plusieurs sources et définit les terminaux et leurs valeurs en fonction d'un script de calcul. Ce script est défini comme un paramètre dynamique, ce qui lui permet d'évoluer dans le temps
- Source constante. Ce type de source vous permet simplement de définir la valeur de sortie sur votre terminal comme un paramètre dynamique.
- Source de multiplication. Ce type de source permet de définir sa sortie comme le produit des valeurs de deux entrées (sorties provenant d'autres sources).
- Synthétiseur CEGH. Ce type de source permet de charger un modèle stochastique d'un ensemble de variables préalablement entraîné sur la base de séries temporelles de cet ensemble de variables.

7.1. Brèves informations sur les modèles CEGH

Les modèles CEGH [2] (acronyme espagnol de "Correlaciones en Espacio Gaussiano con Histograma") sont des modèles entraînables qui utilisent un ensemble de données de séries temporelles pour capturer le processus stochastique associé à cet ensemble. Le modèle résultant est ensuite utilisé dans SimSEE Rooms pour créer une source de type "Synthétiseur CEGH" qui génère des séries temporelles avec des histogrammes de même amplitude que ceux utilisés pour l'entraînement. Dans un espace transformé, il conserve les corrélations spatiales (entre les séries) et temporelles (entre les séries et leurs valeurs passées).

Les modèles CEGH consistent en une transformation non linéaire entre l'espace des séries temporelles originales et un espace gaussien dans lequel les séries temporelles transformées sont représentées par des variables aléatoires gaussiennes normales. Au sein de cet espace transformé, un système linéaire récursif multivariable est identifié, qui assure la conservation des corrélations spatiales et temporelles.

Sans aucun doute, compte tenu du degré élevé d'aléatoire des prix des ressources renouvelables et des combustibles fossiles, il est nécessaire d'utiliser des modèles qui représentent adéquatement à la fois les corrélations entre les séries et les corrélations temporelles.

Comme illustré à la Fig.14, les sources de synthèse suivantes ont été générées pour les modèles d'Haïti : volatilité des prix des combustibles fossiles, ruissellement et WindKtTemp11p. Ces sources représentent respectivement la volatilité des prix des combustibles fossiles par unité de leur médiane, le ruissellement dans les 172 emplacements des projets hydroélectriques potentiels et la vitesse du vent, l'indice de clarté Kt et la température dans les 11 emplacements sélectionnés pour représenter ces variables sur le territoire national.

7.2. *Source : Capacity_payments*

Cette source génère, à ses terminaux, les prix à payer pour la capacité disponible des technologies d'expansion dont le prix devrait baisser. La Fig.15 présente le script de calcul des valeurs affichées aux terminaux (Eol_offshore, Eol_onshore, Sol_community, Sol_utility, DBESS_utility et BESS_community).

Le tableau 4 présente la valeur actuelle des coûts fixes pris en compte pour les différentes options d'expansion. Le sous-tableau supérieur indique les coûts d'investissement, tandis que le sous-tableau inférieur présente les coûts d'exploitation et de maintenance sur toute la durée de vie du projet, actualisés à 10 %. Dans chaque sous-tableau, la première ligne correspond au coût international estimé à partir de diverses sources disponibles, et la troisième ligne indique le résultat de la multiplication de la première ligne par la deuxième. La valeur 1,3 figurant sur la deuxième ligne représente le facteur appliqué aux coûts fixes afin d'adapter les estimations internationales au contexte haïtien.

```
1
2  kYear := anio_InicioDelPaso( ) - 2025.0;
3
4  // payments in US$/MW-h
5  Eol_offshore:= 73.94 + 51.96 * 0.830233837342168^kYear;
6  Eol_onshore:= 29.13 + 20.47 * 0.830233837342168^kYear;
7  Sol_community:= 22.83 + 32.23 * 0.852183220796304^kYear;
8  Sol_utility:= 12.31 + 17.38 * 0.852183220796304^kYear;
9
10 // payments in US$/MWh-h @4h storage capacity
11 DBESS_utility:= 5.08 + 6.18 *0.728019590650254^kYear;
12 BESS_community:= 7.62 + 9.28 *0.728019590650254^kYear;
13
```

Fig. 15: Capacity payment calculation script

Tableau 4: Les coûts fixes pris en compte pour les options d'expansion.

	Wind Offshore	Wind Onshore	Solar Community	Solar Utility	Generator Engine	Gas Turbine	Combined Cycle	BESS > 1MWx4h	BESS < 1MWx4h
CAPEX[US$/kW]	5620.00	2180.00	2790.00	1465.00	1370.00	1360.00	1480.00	1200.00	1800.00
Haití Factor [p.u.]	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30
CAPEX[US$/kW]	***7306.00***	***2834.00***	***3627.00***	***1904.50***	***1781.00***	***1768.00***	***1924.00***	***1560.00***	***2340.00***

	Wind Offshore	Wind Onshore	Solar Community	Solar Utility	Generator Engine	Gas Turbine	Combined Cycle	BESS > 1MWx4h	BESS < 1MWx4h
O&M[US$/kW]	925.00	398.52	201.80	147.68	659.51	167.98	235.06	236.77	355.15
Haití Factor [p.u.]	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30
OPEX[US$/kW]	***1202.50***	***518.08***	***262.34***	***191.99***	***857.36***	***218.37***	***305.57***	***307.80***	***461.70***

Le tableau 5 présente les valeurs intermédiaires et les résultats des calculs de paramètres utilisés pour configurer le script de la Fig.15.

Tableau 5: Calculs pour configurer la décroissance des paiements de capacité.

	Wind Offshore	Wind Onshore	Solar Community	Solar Utility	Generator Engine	Gas Turbine	Combined Cycle	BESS > 1MWx4h	BESS < 1MWx4h
CAPEX+OPEX[US$/kW]	8508.50	3352.08	3889.34	2096.49	2638.36	1986.37	2229.57	1867.80	2801.70
CAPEX+OPEX[US$/kWh]	0	0	0	0	0	0	0	466.95	700.42
	Eol	Eol	Sol	Sol				BESS	BESS
UI [MW]	18	18	20	20				2	1
Lifespan	20	20	30	30				10	10
MUS$/UI	153.15	60.34	77.79	41.93				3.74	2.80
Indexd portion	0.301	0.301	0.477	0.477				0.388	0.388
Cost reduction rate	0.095	0.095	0.067	0.067				0.249	0.249
fc UG/UY	10	10	20	20				1	1
alfa_red	0.91326	0.91326	0.93740	0.93740				0.80082	0.80082
q	0.90909	0.90909	0.90909	0.90909				0.90909	0.90909
q*alfa_red	**0.83023**	**0.83023**	**0.85218**	**0.85218**				**0.72802**	**0.72802**
fd	0.98	0.98	0.98	0.98				0.95	0.95
	Offshore	Onshore	Community	Utility	Engine	Turbine	Cycle	US$/MWhh	US$/MWhh
sum_q_i	9.36492	9.36492	10.36961	10.36961				6.75902	6.75902
sum_qalfa_i	5.74784	5.74784	6.70938	6.70938				3.52296	3.52296
rf	**73.94**	**29.13**	**22.83**	**12.31**				**5.08**	**7.62**
rv	**51.96**	**20.47**	**32.23**	**17.38**				**6.18**	**9.28**

7.3. Source: *Demand_grow*

Cette source possède dans ses paramètres dynamiques les valeurs annuelles nécessaires pour influencer les demandes modélisées afin de lui donner la croissance illustrée par la courbe verte de la Fig.10.

7.4. Source: *Fuel_prices_volatility*

Il s'agit d'un modèle CEGH intégré, pas à pas mensuel, qui représente la volatilité à court terme du gaz naturel (Henry Hub), du baril de pétrole (WTI) et du carbone. Le modèle est calibré sur la base des rapports de l'EIA. (perspectives énergétiques à court terme). La Fig.16 montre une simulation de 100 réalisations des sorties du terminal correspondant au HH et au WTI pour la première année.

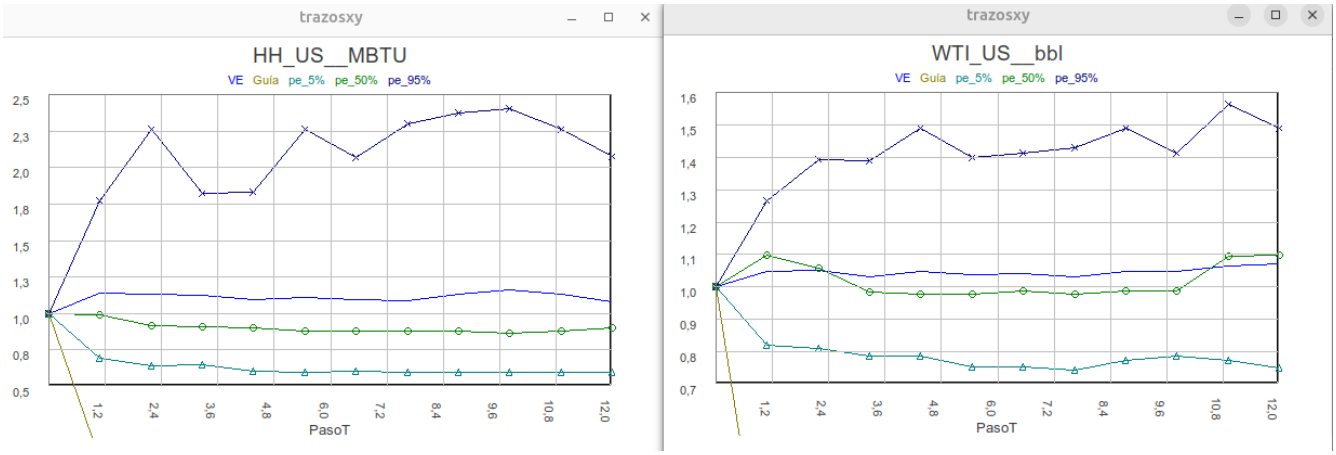


Fig. 16: Volatilité à court terme des prix des carburants.

La figure montre la valeur attendue « VE », le chemin de probabilité à 50 % « pe_50% » et les seuils de probabilité à 5 % et 95 %.

7.5. Sources: *WTI_price_trend* and *HH_price_trend*

Ces sources reflètent les variations de prix projetées pour le pétrole brut West Texas Intermediate et Henry Hub, selon les Perspectives énergétiques 2025 de l'EIA (publiées le 15 avril 2025; prochaine publication: printemps 2026). Le tableau 6 présente les valeurs publiées.

Tableau 6: Prix des carburants tirés des Perspectives énergétiques annuelles 2025 de l'EIA

Prices (2024 dollars per unit)	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Brent Spot Price (dollars per barrel)	80	**72**	81	80	80	80	80	80	80	81	82	82	83	83	84	84	85	85	85	86	86	87	87	90	90	91	91
West Texas Intermediate Spot Price (dollars per barrel)	77	**68**	79	78	78	78	78	78	77	79	80	80	80	81	82	82	83	83	83	85	84	85	85	88	88	89	89
Natural Gas at Henry Hub (dollars per MMBtu)	2	**3**	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5
Coal, Minemouth (dollars per ton) 14/	54.30	**52.24**	53.99	58.00	58.68	59.38	65.54	66.72	98.71	98.74	103.52	105.27	107.16	107.89	107.17	113.23	113.84	114.78	114.68	114.23	116.08	116.16	119.80	119.51	119.21	118.36	119.02
Coal, Minemouth (dollars per MMBtu) 14/	2.6	**2.5**	2.6	2.7	2.7	2.8	3.0	3.0	4.2	4.2	4.2	4.3	4.3	4.3	4.4	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6
Coal, Delivered (dollars per MMBtu) 15/	2.85	**2.79**	2.79	2.82	2.74	2.74	2.85	2.86	3.95	3.92	3.95	3.96	4.02	4.09	4.16	4.61	4.59	4.57	4.56	4.55	4.68	4.70	5.02	5.09	5.07	5.05	5.04
Electricity (cents per kilowatthour)	13.00	**12.74**	11.91	11.25	11.21	11.33	11.44	11.63	11.73	11.97	12.00	11.96	11.83	11.73	11.64	11.54	11.51	11.56	11.63	11.70	11.78	11.89	12.02	12.09	12.13	12.16	12.14
WTI_trend/2025	1.130	**1.000**	1.168	1.155	1.149	1.147	1.152	1.155	1.140	1.172	1.176	1.183	1.187	1.201	1.205	1.212	1.221	1.227	1.223	1.251	1.236	1.250	1.256	1.296	1.301	1.309	1.318
HH_trend/2025	0.761	**1.000**	0.951	0.909	0.947	1.005	1.070	1.120	1.286	1.425	1.506	1.537	1.536	1.518	1.496	1.474	1.482	1.509	1.535	1.582	1.611	1.631	1.661	1.678	1.677	1.669	1.668

La Fig.17 illustre graphiquement les tendances par unité de la valeur de 2025. Ces valeurs sont celles incluses comme paramètres dynamiques dans les sources correspondantes..

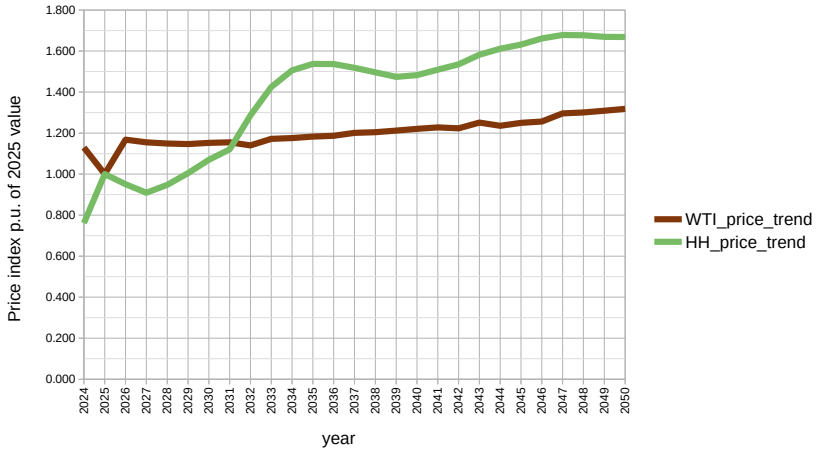


Fig. 17: WTI and HH price trends.

7.6. Source: *HH_idx*

Cette source génère l'indice utilisé pour multiplier le coût variable du combustible des centrales thermiques au gaz naturel. Son résultat est le produit des résultats du terminal HH_US__MBTU de la source Fuel_prices_volatility et du résultat de la source HH_price_trend.

7.7. Source: *WTI_idx*

Cette source génère l'indice utilisé pour multiplier le coût variable du combustible des centrales thermiques utilisant des combustibles liquides. Son résultat est le produit des résultats du terminal WTI_US__bbl de la source Fuel_prices_volatility et du résultat de la source WTI_price_trend.

7.8. Source Runoff

Les modèles de sources de ruissellement prévoient le ruissellement hebdomadaire aux 172 emplacements spécifiés pour les projets hydroélectriques et leur dépendance à l'anomalie de température de surface de l'océan Pacifique dans la région N3.4. Les 172 premiers terminaux ont un nom du type : HTAR_01RO_N01898W07271, où la première partie "HTAR_01" identifie le projet, puis les trois caractères suivants "RO_" servent simplement à séparer le nom du site de son emplacement. La dernière partie du nom du terminal, N01898W07271, identifie l'emplacement. Dans cet exemple, "N" signifie Nord, 01898 est la latitude multipliée par 100, "W" signifie Ouest et 07271 est la longitude.

Le dernier terminal, nommé "iN34", représente l'anomalie de température de surface de l'océan Pacifique dans la région N3.4. La Fig.18 illustre la covariance entre les séries de ruissellement et iN34 (après transformation dans l'espace gaussien CEGH). On constate que tous les points présentent une corrélation négative avec iN34, d'une valeur moyenne de -0,064. Bien que cette valeur paraisse faible, étant donné que l'anomalie iN34 persiste pendant environ deux ans, cette corrélation à long terme engendre des déficits ou des excédents de précipitations sur le système pendant des périodes prolongées.

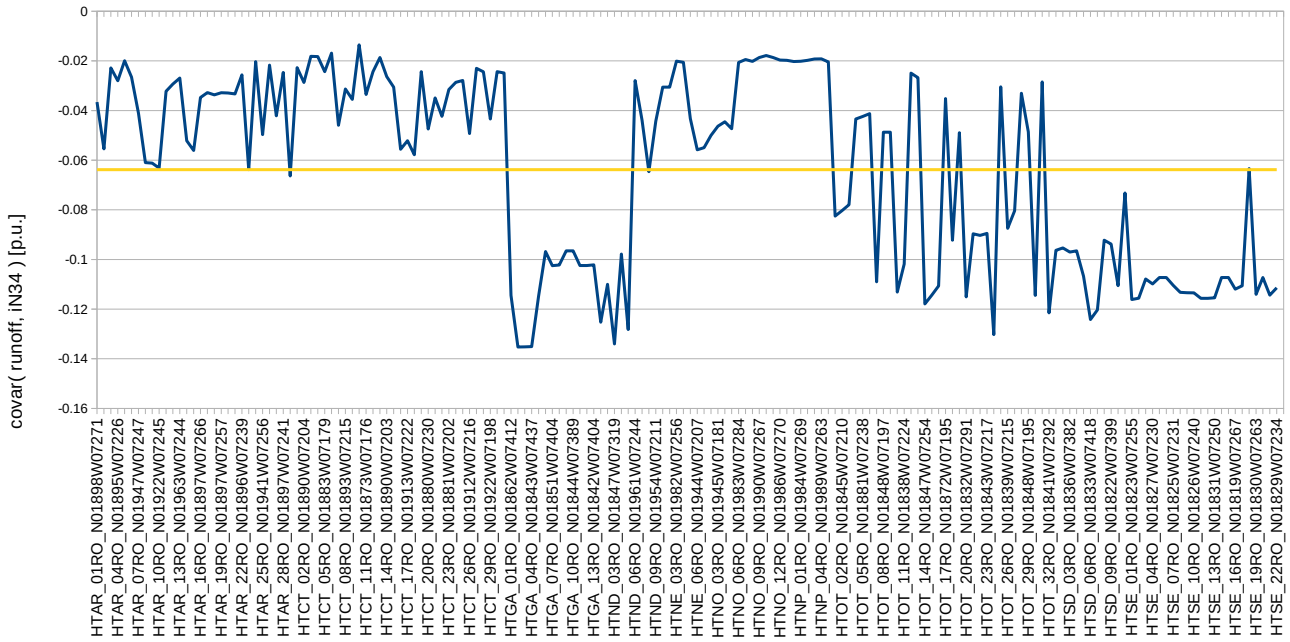


Fig. 18: Covariance entre le ruissellement et l'iN34.

Les séries de ruissellement utilisées pour la formation CEGH sont celles correspondant à la série de réanalyse ERA5 du ruissellement aux heures 0 et 12 de décembre 1939 à septembre 2025 converties en moyennes hebdomadaires (en considérant 52 semaines par an de 365,2425/52 jours, pour maintenir la cohérence du calendrier).

7.9. Source: *Sink_price*

Cette source fournit une valeur constante de 0,1 et est utilisée par les acteurs Sink_RN0, Sink_RN1, Sink_RN2, Sink_RN3, Sink_RN4 et Sink_RN5, qui achètent tout l'énergie excédentaire au prix de 0,1 US$/MWh. Leur objectif, en achetant cette énergie excédentaire à un prix quasi nul, est de mesurer le volume d'énergie disponible pour les turbines à chaque nœud du modèle énergétique. Avec l'intégration massive des énergies renouvelables, l'optimum économique consiste à investir de manière à générer des excédents d'énergie qui, en cas de demande, pourraient alimenter des turbines.

7.10. Source: *WindKtTemp11p*

Cette source intègre un modèle stochastique CEGH dans les salles SimSEE, entraîné à l'aide de séries temporelles de réanalyse ERA5 de la vitesse du vent à 100 mètres de hauteur (décomposée en directions Ouest→Est et Sud→Nord), du rayonnement solaire sur le plan horizontal et de la température à 2 mètres au-dessus du sol. Les séries, qui débutent le 31 décembre 2021 à 8 h 20 et se terminent le 31 décembre 2024 à 20 h 20, correspondent aux 11 emplacements présentés sur la Fig.19.

Fig. 19: Emplacements sélectionnés pour le modèle de vent et de soleil

Pour l'entraînement du modèle, les séries de rayonnement solaire ont été préalablement converties en séries d'indices de clarté Kt, la variable utilisée par les modèles de générateurs solaires dans SimSEE.

8. Prix du carburant

La Fig.20 présente les prix du carburant et les coûts de production variables rapportés par ANARSE et suggérés en fonction du type de générateur.

Technology	Parameter	Value	Unit
Generator Engine < 1 MW	Fuel price for Haiti	2	$/L
	Specific fuel consumption	0.27	L/kWh
	Fuel OPEX	0.54	$/kWh
	Capacity Factor	0.2	–
Generator Engine > 1 MW	Fuel price for Haiti	1.6	$/L
	Specific fuel consumption	0.27	L/kWh
	Fuel OPEX	0.432	$/kWh
	Capacity Factor	0.6	–
SCGT	Natural gas price (Ref. LATAM)	0.02	$/kWh
	Electrical efficiency	0.35	–
	Fuel OPEX	0.057	$/kWh
	Variable OPEX	0.03	$/kWh
	Capacity Factor	0.25	–
CCGT	Natural gas price (Ref. LATAM)	0.02	$/kWh
	Electrical efficiency	0.55	–
	Fuel OPEX	0.036	$/kWh
	Variable OPEX	0.02	$/kWh
	Capacity Factor	0.6	–

Fig. 20: Prix des carburants communiqués par ANARSE

Ces valeurs ont été prises en compte pour le calcul des variables de production des différents générateurs pour 2025. Les coûts variables du combustible ainsi calculés sont indexés dans les salles SimSEE par l'indice WTI_idx ou HH_idx correspondant, selon le cas. La colonne "Coût variable du combustible" du tableau 7 présente les valeurs retenues pour 2025 pour les générateurs à combustible existants.

Tableau 7: Paramètres des centrales thermiques existantes rapportés par ANARSE

Power Plant	Departement	Latitude [°DEG]	Longitude [°DEG]	Total Plant Installed capacity [MW]	Total Plant Available capacity [MW]	Commissionin Date	Number Of units	Unit Capacity [MW]	fd[p.u.]	TMR[h]	Payment for available powe [US$/MWh]	Non-fuel variable cost [US$/MWh]	Fuel Variable Cost [US$/MWh]	Fuel type	Feul price [US$/lt] @oct2025 At Plant
Gonaïves	Artibonite	19.45	-72.70	13.6	2.7	2008	1	2.70	0.20	72	25	12	432	diesel	1.6
Saint-Marc 1	Artibonite	19.12	-72.70	7.78	3.35	2021	3	1.12	0.43	72	25	12	432	diesel	1.6
Saint-Marc 2	Artibonite	19.12	-72.70	7.2	0	-	4	1.80	0.00	0	0	0	0	-	0
Marchand	Artibonite	19.28	-72.51	1	0.8	-	1	0.80	0.80	72	25	12	540	diesel	2
Jérémie	Grand-Anse	18.65	-74.12	6.69	2	2021	2	1.00	0.30	72	25	12	432	diesel	1.6
Miragâne	Nippes	18.45	-73.11	5.4	1.5	2021	1	1.50	0.28	72	25	12	432	diesel	1.6
Cap-Haïtien (PFM)	Nord	19.76	-72.20	13.6	2.6	2008	3	0.87	0.19	72	25	12	432	diesel	1.6
Cap-Haïtien (Saint-Philomène)	Nord	19.75	-72.21	10.8	8	2021	5	1.60	0.74	72	25	12	432	diesel	1.6
St Raphael	Nord			7.2	3	2021	2	1.50	0.42	72	25	12	432	diesel	1.6
Fort-Liberté - Chevry 2	Nord-Est	19.64	-71.825083	12.9	1.5	2021	1	1.50	0.12	72	25	12	432	diesel	1.6
Port-de-Paix 1	Nord-Ouest	19.94	-72.84	2.5	1	2000	1	1.00	0.40	72	25	12	540	diesel	2
Port-de-Paix (LSA)	Nord-Ouest	19.90	-72.89	8	0	2021	4	2.00	0.00	0	0	0	0	-	0
Carrefour 1	Ouest	18.54	-72.38	41.6	0	1998	0	0.00	0.00	0	0	0	0	-	0
Carrefour 2	Ouest	18.54	-72.39	34	0	2008	0	0.00	0.00	0	0	0	0	-	0
E-power	Ouest	18.59	-72.32	31.3	28	2011	8	3.50	0.89	72	25	12	432	diesel	1.6
Carrefour 3	Ouest	18.54	-72.39	60	30	2021	1	30.00	0.50	72	25	12	432	diesel	1.6
Varreux 1	Ouest	18.57	-72.33	31	0	2007	1	0.00	0.00	0	0	0	0	-	0
Varreux 2	Ouest	18.57	-72.33	20	0	2008	1	0.00	0.00	0	0	0	0	-	0
Léogane	Ouest	18.52	-72.64	2.1	0	2015	1	0.00	0.00	0	0	0	0	-	0
Petit-Goâve	Ouest	18.43	-72.82	4.73	1.3	2019	1	1.30	0.27	72	25	12	432	diesel	1.6
Arcahaie	Ouest	18.77	-72.51	3.6	1.4	-	1	1.40	0.39	72	25	12	432	diesel	1.6
Cayes 1	Sud	18.22	-73.77	5.33	1.7	2021	2	0.85	0.32	72	25	12	432	diesel	1.6
Cayes 2	Sud	18.22	-73.77	5.4	1.3	-	1	1.30	0.24		25	12	432	diesel	1.6
Aquin	Sud	18.28	-73.40	0.545	0.4	2020	1	0.40	0.73	72	25	12	540	diesel	2
Jacmel 1	Sud-Est	18.24	-72.53	6.45	2.76	2021	3	0.92	0.43	72	25	12	432	diesel	1.6
Jacmel 2	Sud-Est	18.24	-72.53	5.4	2.92	2021	2	1.46	0.54	72	25	12	432	diesel	1.6
Bainet	Sud-Est	18.18	-72.75	0.5	0.2	-	1	0.20	0.40	72	25	12	540	diesel	2

Extrait du document « Note technique sur les coûts de référence du GNL pour les projets de centrales thermiques en Haïti – 6 novembre 2025 », envoyé par ANARSE, le tableau 8 présentant différents scénarios pour le prix du gaz naturel en Haïti est reproduit ici.

Le tableau 9 présente les valeurs caractéristiques du taux de chaleur des générateurs thermiques avec différents combustibles.

Tableau 8: Estimation des prix du gaz naturel selon le scénario de consommation (source : ANARSE)

Scenario	Description	Delivered LNG (US $/MMBtu)
Optimistic	Regional parity, shared FSRU (e.g., Dominican hub)	11–12
Base case	Small-scale LNG via ISO or mini-FSRU + risk premiums	15–17
Pessimistic	Very low volume + high insurance/logistics risk	18–20

Tabla 9: Taux de chaleur typiques
(source https://www.eia.gov/electricity/annual/html/epa_08_02.html)

(Btu per Kilowatthour)

Prime Mover	Coal	Petroleum	Natural Gas	Nuclear
2024				
Steam Generator	10,018	10,331	10,337	10,443
Gas Turbine	--	13,083	10,999	--
Internal Combustion	--	10,512	8,924	--
Combined Cycle	W	9,702	7,548	--

Le rendement thermique est calculé à partir du pouvoir calorifique inférieur (PCI), car celui-ci représente la quantité réelle d'énergie thermique disponible lors de la combustion du carburant dans un moteur, la vapeur d'eau présente dans les gaz d'échappement restant à l'état gazeux et sa chaleur latente n'étant pas récupérée. Le PCI sert de base au calcul de l'énergie consommée par le moteur et permet de déterminer le débit de carburant nécessaire à la production d'une puissance spécifique.

Pouvoir calorifique inférieur (PCI): Il s’agit de l’énergie libérée lors de la combustion d’un carburant, hors chaleur latente de vaporisation de l’eau produite. Les gaz d’échappement d’un générateur étant chauds, la vapeur d’eau ne se condense pas ; cette chaleur latente est donc perdue avec les gaz d’échappement. Par conséquent, le PCI est la valeur appropriée pour les calculs de puissance du moteur, car il reflète l’énergie réellement disponible pour celui-ci.

Pouvoir calorifique supérieur (PCS): cette valeur inclut la chaleur latente de la vapeur d'eau. Elle est généralement utilisée par les fournisseurs de carburant pour la facturation et est importante pour les calculs financiers, mais non pour déterminer le rendement du moteur.

Le prix du gaz naturel au Henry Hub est exprimé en fonction du pouvoir calorifique supérieur (PCS), norme pour le marché nord-américain. Bien que certains moteurs et autres applications puissent utiliser le pouvoir calorifique inférieur (PCI), le prix officiel au Henry Hub pour les contrats à terme et les transactions de marché est basé sur le PCS. Le PCS est d'environ 1020 Btu/pi³ et le PCI d'environ 910 Btu/pi³ pour le négoce de gaz naturel au Henry Hub.

Tableau 10: Coût de production variable [US$/kWh] utilisant du gaz naturel

		Natural Gas price [US$/MMBTU]@HHV				
%	Heat rate [BTU/kWh] @LHV	10	12	15	17	20
45.50%	7500	0.094	0.113	0.141	0.160	0.188
40.14%	8500	0.107	0.128	0.160	0.182	0.214
35.92%	9500	0.119	0.143	0.179	0.203	0.239
32.50%	10500	0.132	0.158	0.198	0.224	0.264

8.1. Projets hydroélectriques

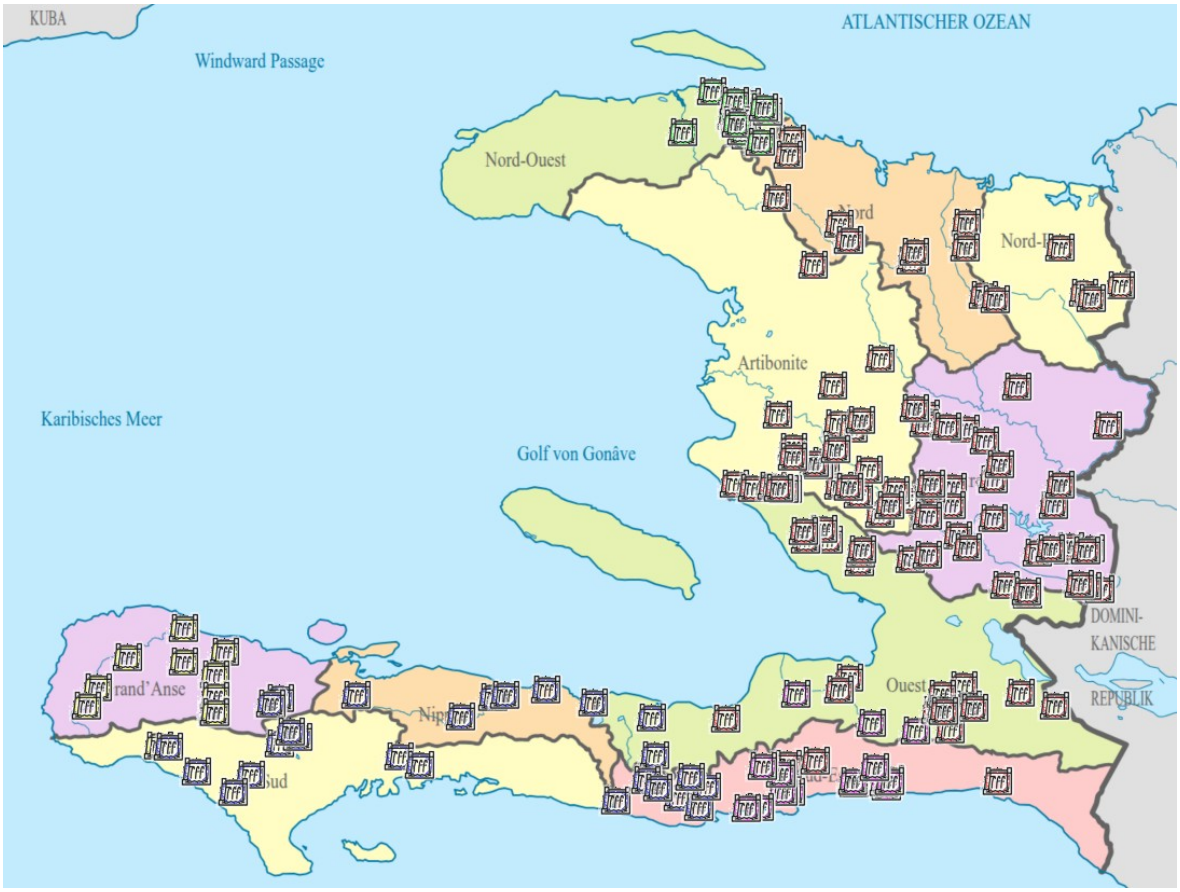


Fig. 21: Projets hydroélectriques

L'ANARSE a fourni une liste de 172 projets hydroélectriques. Certains sont existants, d'autres sont potentiels.

Pour chaque projet, ils ont fourni les coordonnées et des informations sur la capacité installée, l'énergie annuelle prévue et le ratio:

$$rP = P_{min} / P_{max} \geq 0{,}2 \quad , \qquad (7)$$

ce qui explique la relation attendue entre la puissance minimale et la puissance maximale attendues.

Pour les projets futurs, il a été considéré que ceux dont le rapport de puissance (PMin/PMax) est inférieur à 0,2 ne sont pas viables et ne sont inclus dans les modèles SimSEE que pour d'éventuelles utilisations futures. Les projets dont le rapport de puissance (PMin/PMax) est supérieur à 0,2 sont activés à une date indiquée dans le tableau 11, 2027 étant considérée comme l'année 0, dans le scénario HAID (Hydro All In Dates), et aux mêmes dates, mais décalées de cinq ans, dans le scénario H5YS (Hydro Five Years Shifted).

Tableau 11: Logique de mise en service des centrales hydroélectriques (source ANARSE)

Size Category	Year	Max Installed Capacity (MW)	Number of Sites
Pico & Micro & Mini	*3*	*12.37*	*47*
Small	*5*	*17.95*	*17*
Macro	*7*	*79.35*	*25*
Large	*9*	*66*	*2*

La classification des projets dans le tableau 11 est la suivante:

Tableau 12: Classification of hydroelectric projects (source ANARSE)

1. Pico sites (P < 50 kW)
2. Micro sites (50 kW < P < 100 kW)
3. Mini sites (100 kW < P < 500 kW)
4. Small sites (500 kW < P < 1,000 kW)
5. Macro sites (1,000 kW < P < 10,000 kW)
6. Large sites (P > 10,000 kW)

Les projets ont été classés en différentes couches au sein des salles SimSEE afin de faciliter leur activation ou leur désactivation.

Les couches utilisées pour les projets hydroélectriques sont structurées comme suit:

$$Layer = 5000 + 1000 * \text{HAID} + 100 * Future + 10 * (rp < 0{,}2) + RN \quad , \qquad (8)$$

Où:

- HAID = 1 pour les projets futurs prévus dans le scénario HAID.
- Futur = 1 si le projet a une date future prévue et 0 sinon (projet existant).
- (rp < 0,2) = 1 si rp est inférieur à 0,2 et 0 sinon.
- RN = 0, 1, 2, … 5 identifie le nœud SimSEE affecté au projet. Les nœuds 0 et 1 appartiennent au réseau régional 1 et les autres au réseau régional correspondant.

Le rapport IRENA COÛTS DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE EN 2024 a été considéré comme une référence en matière de coûts, à partir de laquelle la Fig.22 suivante est tirée et qui correspond à des projets de moins de 10 MW.

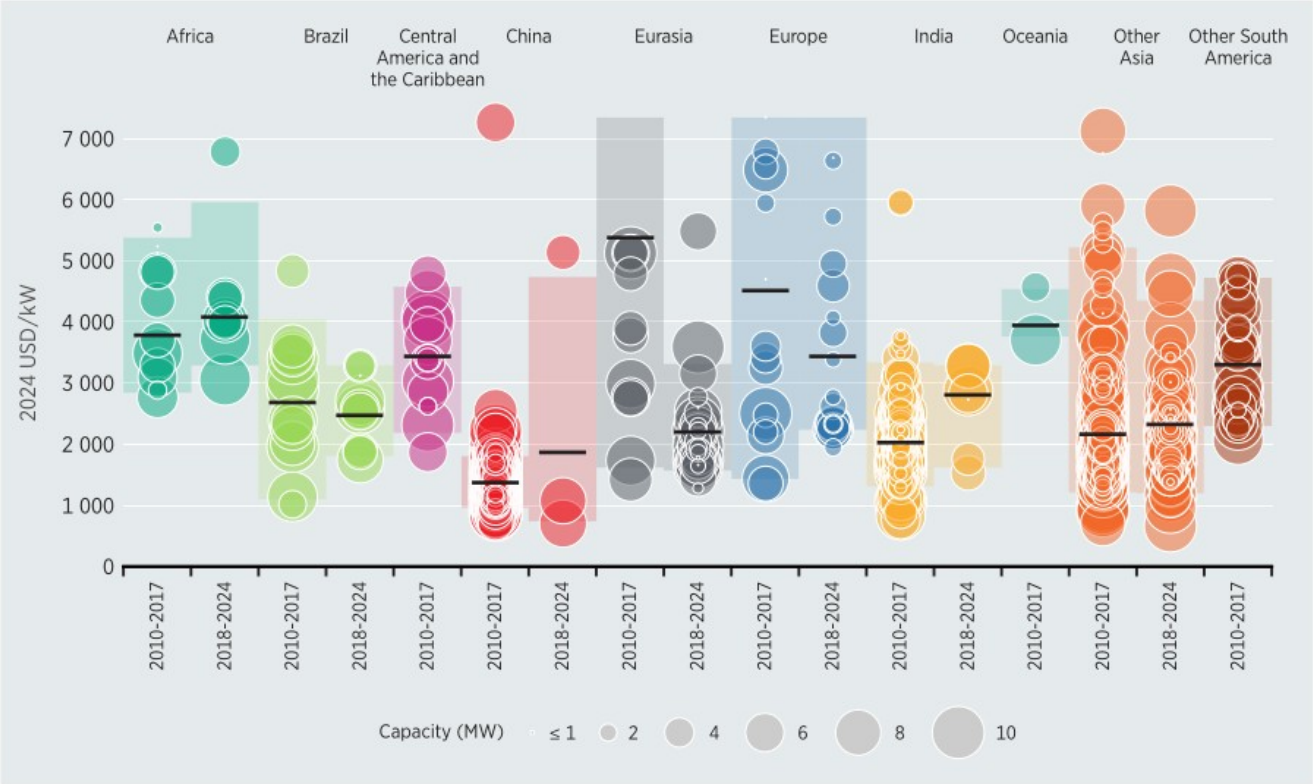


Fig. 22:Coûts totaux d'installation par projet et moyennes pondérées pour les petits projets hydroélectriques par pays

L'examen des valeurs pour l'Amérique centrale et les Caraïbes (Fig.22) révèle une valeur moyenne de 3 500 USD/kW installé, avec une valeur maximale d'environ 4 000 USD/kW installé. Afin d'établir une première estimation des coûts, une rémunération pour la capacité disponible a été calculée comme suit:

$$CAPEX + OPEX = \sum_{k=0}^{N_{YOL}-1} \left(\frac{1}{1+\alpha}\right)^k H\, r_{AC} \quad , (9)$$

où:

- $N_{YOL} = 100$ sont les années de vie prises en compte pour les projets.
- $\alpha = 0{,}1$ est le taux d'actualisation annuel en monnaie constante défini pour la comparaison des projets.
- $H = 365{,}2425 * 24 * 0{,}9 = 7889{,}238$ représente le nombre moyen d'heures par an pendant lesquelles le générateur reçoit une rémunération, en supposant un facteur de disponibilité complexe de 0,9.

Tableau 13: Rémunération pour la capacité machine mise à disposition.

CAPEX+OPEX [USD/kW]	3500	4000	5000
r_AC [USD/MWh]	40.33	46.10	57.62

Le tableau 13 présente la rémunération de la capacité de la machine à prendre en compte pour des coûts d'installation de 3500, 4000 et 5000 USD/kW. Il est important de noter que ces valeurs correspondent au paiement de la capacité de la machine mise à disposition et ne tiennent pas compte de la disponibilité de la ressource hydroélectrique. Par exemple, si, grâce à la disponibilité de la ressource hydroélectrique, le facteur de capacité de la centrale était de 0,6, le coût actualisé de l'énergie (LCOE) serait de $r_{AC}/0.6$.

Pour les simulations, une valeur CAPEX+OPEX de 5000 USD/kW a été configurée.

Dans les sections suivantes 8.2, 8.4, 8.5, 8.6 et 8.7, les projets pour chaque réseau régional sont répertoriés, en indiquant la couche et le nœud SimSEE attribués ainsi que la date prévue de mise en service.

8.2. Réseau régional 0

SimSEE Node	Project ID	HAID Date	H5YS Date	Dep.	River	Max_kW	Min_kW	Avg_kW	TYPE	RATIO PMIN/PMAX	Lat_DEG	Lon_DEG
0	HTAR-01	1900	1900	Artibonite	Deluge-Lanzac_(existing)	1122	390	765	Small	35%	18.980	-72.706
0	HTCT-02	1900	1900	Centre	EDH_Peligre_(existing)	47005	19376	35290	Large	41%	18.901	-72.040
0	HTCT-05	1900	1900	Centre	Onde_Verde_(existing)	342	138	260	Mini	40%	18.828	-71.790
0	HTAR-11	2030	2035	Artibonite	Riviere_Deco	255	62	155	Mini	24%	18.909	-72.333
0	HTAR-22	2030	2035	Artibonite	Riviere_Mory	285	59	163	Mini	21%	18.957	-72.387
0	HTAR-24	2030	2035	Artibonite	Riviere_Tapion_#1	342	71	200	Mini	21%	19.069	-72.554
0	HTCT-08	2030	2035	Centre	Riviere_Boucan_Carre_#1	213	137	182	Mini	64%	18.929	-72.150
0	HTCT-12	2030	2035	Centre	Riviere_de_Lascaobas	120	49	87	Micro	41%	18.824	-71.874
0	HTCT-19	2030	2035	Centre	Riviere_Fraicheur	33	13	23	Pico	38%	18.816	-71.928
0	HTCT-27	2030	2035	Centre	Riviere_Roche_Blanche	510	235	427	Mini	46%	18.834	-71.844
0	HTCT-30	2030	2035	Centre	Riviere_Senador	29	8	17	Pico	28%	18.829	-71.892
0	HTCT-31	2030	2035	Centre	Riviere_Lociane	440	146	327	Mini	33%	19.127	-71.747
0	HTND-05	2030	2035	Nord	Riviere_Dore	502	112	311	Mini	22%	19.572	-72.412
0	HTND-06	2030	2035	Nord	Riviere_Marmelade	637	133	388	Mini	21%	19.571	-72.414
0	HTOT-02	2030	2035	Ouest	Ravine_Donyen	592	127	349	Mini	22%	18.845	-72.463
0	HTOT-03	2030	2035	Ouest	Ravine_Grande	414	177	293	Mini	43%	18.387	-72.150
0	HTOT-04	2030	2035	Ouest	Ravine_Minerve	381	167	271	Mini	44%	18.447	-72.105
0	HTOT-07	2030	2035	Ouest	Riviere_au_Foure_(Momance)	467	113	326	Mini	24%	18.480	-72.437
0	HTOT-13	2030	2035	Ouest	Riviere_Cazale_#1	483	112	304	Mini	23%	18.791	-72.385
0	HTOT-14	2030	2035	Ouest	Riviere_Cazale_#2	194	41	116	Mini	21%	18.811	-72.379
0	HTOT-15	2030	2035	Ouest	Riviere_Cazale_#3	229	47	134	Mini	21%	18.823	-72.377
0	HTOT-16	2030	2035	Ouest	Riviere_Fauche	40	9	23	Pico	22%	18.410	-72.726
0	HTOT-18	2030	2035	Ouest	Riviere_Fond_Parisien_#2	345	149	238	Mini	43%	18.476	-71.971
0	HTOT-27	2030	2035	Ouest	Riviere_Redoute	287	98	191	Mini	34%	18.435	-72.187
0	HTSE-11	2030	2035	Sud-Est	Riviere_Jacmel_Bras_Droit	335	137	270	Mini	41%	18.301	-72.567
0	HTAR-07	2032	2037	Artibonite	Riviere_Bouillie_#1	1003	316	700	Small	31%	19.036	-72.473
0	HTCT-29	2032	2037	Centre	Riviere_Samana	715	424	588	Small	59%	19.221	-71.980
0	HTNE-01	2032	2037	Nord-Est	Grande_Riviere_du_Nord_#1	863	198	589	Small	23%	19.440	-72.066
0	HTOT-10	2032	2037	Ouest	Riviere_Blanche_Ouest_#1	1030	574	815	Small	56%	18.493	-72.116
0	HTOT-11	2032	2037	Ouest	Riviere_Blanche_Ouest_#2	1215	677	960	Small	56%	18.446	-72.104
0	HTOT-12	2032	2037	Ouest	Riviere_Boucan_Greffin	957	461	703	Small	48%	18.439	-72.090
0	HTOT-19	2032	2037	Ouest	Riviere_Froide	1310	328	809	Small	25%	18.511	-72.411
0	HTOT-32	2032	2037	Ouest	Riviere_Grise_#3	1120	644	994	Small	58%	18.430	-72.167
0	HTCT-04	2034	2039	Centre	EDH_GU-1	10358	7846	9414	Macro	76%	18.982	-71.869
0	HTCT-28	2034	2039	Centre	Riviere_Roche_Plate	1337	587	1014	Macro	44%	18.825	-71.802
0	HTNE-02	2034	2039	Nord-Est	Grande_Riviere_du_Nord_#2	1720	371	1167	Macro	22%	19.431	-72.034
0	HTOT-17	2034	2039	Ouest	Riviere_Fond_Parisien_#1	1711	855	1268	Macro	50%	18.476	-71.971
0	HTOT-24	2034	2039	Ouest	Riviere_Momance_#2	5179	1457	3407	Macro	28%	18.480	-72.434
0	HTOT-30	2034	2039	Ouest	Riviere_Grise_#1	2798	1229	2189	Macro	44%	18.474	-72.171
0	HTOT-31	2034	2039	Ouest	Riviere_Grise_#2	1476	611	1204	Macro	41%	18.438	-72.174
0	HTAR-27	2036	2041	Artibonite	EDH_ART-1	25940	6413	17399	Large	25%	19.064	-72.444
0	HTAR-28	2036	2041	Artibonite	EDH_ART-2	40066	9915	26932	Large	25%	18.930	-72.307

8.3. Réseau régional 1

SimSEE Node	Project ID	HAID Date	H5YS Date	Dep.	River	Max_kW	Min_kW	Avg_kW	TYPE	RATIO PMIN/PMAX	Lat_DEG	Lon_DEG
1	HTAR-02	1900	1900	Artibonite	Drouet_(existing)	1373	343	755	Small	25%	19.147	-72.594
1	HTND-04	1900	1900	Nord	Riviere_Caracol_(existing)	696	160	432	Mini	23%	19.557	-72.115
1	HTAR-26	2030	2035	Centre	Riviere_Rio_Belle	109	50	85	Micro	46%	19.285	-72.331
1	HTND-02	2030	2035	Nord	Petite_Riviere	514	111	307	Mini	22%	19.617	-72.112
1	HTND-03	2030	2035	Nord	Riviere_Bouyaha	118	30	76	Micro	26%	19.523	-72.249
1	HTND-07	2030	2035	Nord	Riviere_Morro_#1	325	298	319	Mini	92%	19.816	-72.560
1	HTND-08	2030	2035	Nord	Riviere_Morro_#2	228	48	128	Mini	21%	19.779	-72.566
1	HTND-09	2030	2035	Nord	Riviere_Vaseuse	16	3	9	Pico	20%	19.545	-72.243
1	HTNE-03	2030	2035	Nord-Est	Riviere_Marrion	184	126	172	Mini	68%	19.558	-71.869
1	HTNE-05	2030	2035	Nord-Est	Riviere_Gens_de_Nantes_#1	146	53	117	Mini	36%	19.468	-71.713
1	HTAR-03	2034	2039	Artibonite	EDH_TR-78	1871	1106	1617	Macro	59%	19.672	-72.598

8.4. Réseau régional 2

SimSEE Node	Project ID	HAID Date	H5YS Date	Dep.	River	Max_kW	Min_kW	Avg_kW	TYPE	RATIO PMIN/PMAX	Lat_DEG	Lon_DEG
2	HTSD-04	1900	1900	Sud	Riviere_Cavaillon_(existing)	2278	599	1193	Macro	26%	18.369	-73.843
2	HTNP-03	2030	2035	Nippes	Riviere_Charlier	121	25	59	Micro	21%	18.475	-73.188
2	HTNP-04	2030	2035	Nippes	Riviere_des_Barraderes	91	31	60	Micro	34%	18.460	-73.674
2	HTNP-05	2030	2035	Nippes	Riviere_Saut_du_Baril	175	51	98	Micro	29%	18.464	-73.293
2	HTOT-01	2030	2035	Ouest	Etang_de_Miragoane	70	58	67	Micro	84%	18.446	-73.068
2	HTOT-09	2030	2035	Ouest	Riviere_Barret	100	20	51	Micro	20%	18.410	-72.917
2	HTSD-03	2030	2035	Sud	Riviere_Cavaillon	528	131	353	Mini	25%	18.356	-73.824
2	HTSD-05	2030	2035	Sud	Riviere_Cotes_de_Fer	154	148	153	Mini	96%	18.209	-73.008
2	HTGA-09	2032	2037	Grande Anse	Riviere_Glace_#1	1482	464	863	Small	31%	18.450	-73.871
2	HTGA-10	2032	2037	Grande Anse	Riviere_Glace_#2	1448	476	868	Small	33%	18.438	-73.892
2	HTSD-07	2032	2037	Sud	Riviere_des_Anglais_#2	1308	372	921	Small	28%	18.330	-74.157
2	HTSD-10	2032	2037	Sud	Riviere_Port_a_Piment	916	247	643	Small	27%	18.272	-74.085
2	HTNP-01	2034	2039	Nippes	Grande_Riviere_de_Nippes_#1	2779	2263	2566	Macro	81%	18.457	-73.323
2	HTNP-02	2034	2039	Nippes	Grande_Riviere_de_Nippes_#2	3268	2052	2776	Macro	63%	18.410	-73.408
2	HTSD-01	2034	2039	Sud	Ravine_du_Sud	2569	643	1778	Macro	25%	18.341	-73.870
2	HTSD-02	2034	2039	Sud	Riviere_Acul	1914	457	1321	Macro	24%	18.265	-73.943
2	HTSE-05	2034	2039	Sud-Est	Riviere_Bainet_#1	1841	383	1182	Macro	21%	18.217	-72.848

8.5. Réseau régional 3

SimSEE Node	Project ID	HAID Date	H5YS Date	Dep.	River	Max_kW	Min_kW	Avg_kW	TYPE	RATIO PMIN/PMAX	Lat_DEG	Lon_DEG
3	HTNO-03	2030	2035	Nord-Ouest	Riviere_Bon_Temps	115	24	66	Micro	20%	19.829	-72.680
3	HTNO-06	2030	2035	Nord-Ouest	Riviere_des_Barres_#1	500	138	291	Mini	28%	19.908	-72.706
3	HTNO-07	2030	2035	Nord-Ouest	Riviere_des_Barres_#2	105	31	67	Micro	29%	19.861	-72.703
3	HTNO-08	2030	2035	Nord-Ouest	Riviere_des_Barres_#3	41	9	22	Pico	22%	19.854	-72.699
3	HTNO-10	2030	2035	Nord-Ouest	Riviere_Dlo_Biolel	77	18	42	Pico	24%	19.836	-72.685
3	HTNO-13	2030	2035	Nord-Ouest	Riviere_Zombi	50	11	28	Pico	23%	19.893	-72.631
3	HTNO-14	2030	2035	Nord-Ouest	Riviere_des_Barres_#5	321	65	185	Mini	20%	19.809	-72.639

8.6. Réseau régional 4

SimSEE Node	Project ID	HAID Date	H5YS Date	Dep.	River	Max_kW	Min_kW	Avg_kW	TYPE	RATIO PMIN/PMAX	Lat_DEG	Lon_DEG
4	HTOT-20	2030	2035	Ouest	Ravine_Eau_Fatiguee	398	191	301	Mini	48%	18.385	-72.238
4	HTSE-10	2030	2035	Sud-Est	Riviere_Gaillard_(existing)	637	193	366	Mini	30%	18.257	-72.399
4	HTSE-16	2030	2035	Sud-Est	Riviere_Madame_Louis	317	64	160	Mini	20%	18.191	-72.670
4	HTOT-25	2032	2037	Ouest	Riviere_Momance_#3	827	219	515	Small	26%	18.401	-72.352
4	HTSE-12	2032	2037	Sud-Est	Riviere_Jacmel_Bras_Gauche	747	200	555	Small	27%	18.276	-72.585
4	HTOT-23	2034	2039	Ouest	Riviere_Momance_#1	2977	771	2072	Macro	26%	18.471	-72.545

8.7. Réseau régional 5

SimSEE Node	Project ID	HAID Date	H5YS Date	Dep.	River	Max_kW	Min_kW	Avg_kW	TYPE	RATIO PMIN/PMAX	Lat_DEG	Lon_DEG
5	HTGA-13	2030	2035	Grande Anse	Riviere_la_Guinaudee_#3	428	148	282	Mini	35%	18.415	-74.038
5	HTSD-06	2032	2037	Sud	Riviere_des_Anglais_#1	1007	289	717	Small	29%	18.331	-74.182
5	HTGA-01	2034	2039	Grande Anse	Grande_Anse_#1	6099	2364	4769	Macro	39%	18.619	-74.117
5	HTGA-02	2034	2039	Grande Anse	Grande_Anse_#2	4703	2817	4025	Macro	60%	18.548	-74.261
5	HTGA-03	2034	2039	Grande Anse	Grande_Anse_#3	1400	683	1087	Macro	49%	18.473	-74.337
5	HTGA-04	2034	2039	Grande Anse	Grande_Anse_#4	1261	1028	1175	Macro	81%	18.427	-74.366
5	HTGA-05	2034	2039	Grande Anse	Riviere_de_la_Voldrogue	2664	1336	2017	Macro	50%	18.538	-74.118
5	HTGA-06	2034	2039	Grande Anse	Riviere_des_Roseaux_#1	4204	1776	3301	Macro	42%	18.563	-74.013
5	HTGA-07	2034	2039	Grande Anse	Riviere_des_Roseaux_#2	3557	1527	2763	Macro	43%	18.505	-74.039
5	HTGA-08	2034	2039	Grande Anse	Riviere_des_Roseaux_#3	2484	847	1506	Macro	34%	18.454	-74.038
5	HTGA-11	2034	2039	Grande Anse	Riviere_la_Guinaudee_#1	4070	1346	2625	Macro	33%	18.454	-74.039
5	HTGA-12	2034	2039	Grande Anse	Riviere_la_Guinaudee_#2	2966	1007	1924	Macro	34%	18.415	-74.039

9. Générateurs thermiques existants

Le tableau 14 présente les générateurs thermiques existants intégrés aux modèles SimSEE. La première colonne indique le réseau régional auquel chaque générateur est rattaché. Comme le montre le tableau, les facteurs de disponibilité de la plupart des unités sont faibles. Un facteur de disponibilité de 0,85, prenant en compte la maintenance planifiée et les temps d'arrêt dus à des pannes imprévues, serait une valeur standard pour les centrales thermiques de moins de 100 MW.

Tableau 14: Générateurs thermiques existants

SimSEE Node	SimSEE Actor Name	Power Plant	Departement	Number Of units	Unit Capacity [MW]	fd[p.u.]	TMR[h]	Capacity Payment [US$/MWh]	Non-fuel variable cost [US$/MWh]	Fuel Variable Cost [US$/MWh]	Fuel type
RN0	Arcahaie	Arcahaie	Ouest	1	1.40	0.39	72	25	12	432	diesel
RN0	Carrefour_3	Carrefour 3	Ouest	1	30.00	0.50	72	25	12	432	diesel
RN0	E_power	E-power	Ouest	8	3.50	0.89	72	25	12	432	diesel
RN0	Saint_Marc_1	Saint-Marc 1	Artibonite	3	1.12	0.43	72	25	12	432	diesel
RN1	Cap_Ha__tien__Saint_Philom__ne_	Cap-Haïtien (Saint-Philomène)	Nord	5	1.60	0.74	72	25	12	432	diesel
RN1	Cap_Ha__tien__PFM_	Cap-Haïtien (PFM)	Nord	3	0.87	0.19	72	25	12	432	diesel
RN1	Gona__ves	Gonaïves	Artibonite	1	2.70	0.20	72	25	12	432	diesel
RN1	Marchand	Marchand	Artibonite	1	0.80	0.80	72	25	12	540	diesel
RN2	Aquin	Aquin	Sud	1	0.40	0.73	72	25	12	540	diesel
RN2	Bainet	Bainet	Sud-Est	1	0.20	0.40	72	25	12	540	diesel
RN2	Cayes_1	Cayes 1	Sud	2	0.85	0.32	72	25	12	432	diesel
RN2	Cayes_2	Cayes 2	Sud	1	1.30	0.24		25	12	432	diesel
RN2	Mirag__ne	Miragâne	Nippes	1	1.50	0.28	72	25	12	432	diesel
RN2	Petit_Go__ve	Petit-Goâve	Ouest	1	1.30	0.27	72	25	12	432	diesel
RN2	St_Raphael	St Raphael	Nord	2	1.50	0.42	72	25	12	432	diesel
RN3	Port_de_Paix_1	Port-de-Paix 1	Nord-Ouest	1	1.00	0.40	72	25	12	540	diesel
RN4	Jacmel_1	Jacmel 1	Sud-Est	3	0.92	0.43	72	25	12	432	diesel
RN4	Jacmel_2	Jacmel 2	Sud-Est	2	1.46	0.54	72	25	12	432	diesel
RN5	Fort_Libert_____Chevry_2	Fort-Liberté - Chevry 2	Nord-Est	1	1.50	0.12	72	25	12	432	diesel
RN5	J__r__mie	Jérémie	Grand-Anse	2	1.00	0.30	72	25	12	432	diesel

10. La ressource solaire

L'Atlas solaire mondial (Fig.23) estime une production entre 1500 et 1800 kWh par kW-crête installé de panneau, ce qui équivaut à des facteurs de capacité entre 17 et 21 % en moyenne par an pour les systèmes avec une inclinaison fixe de 19 degrés et sans système de suivi.

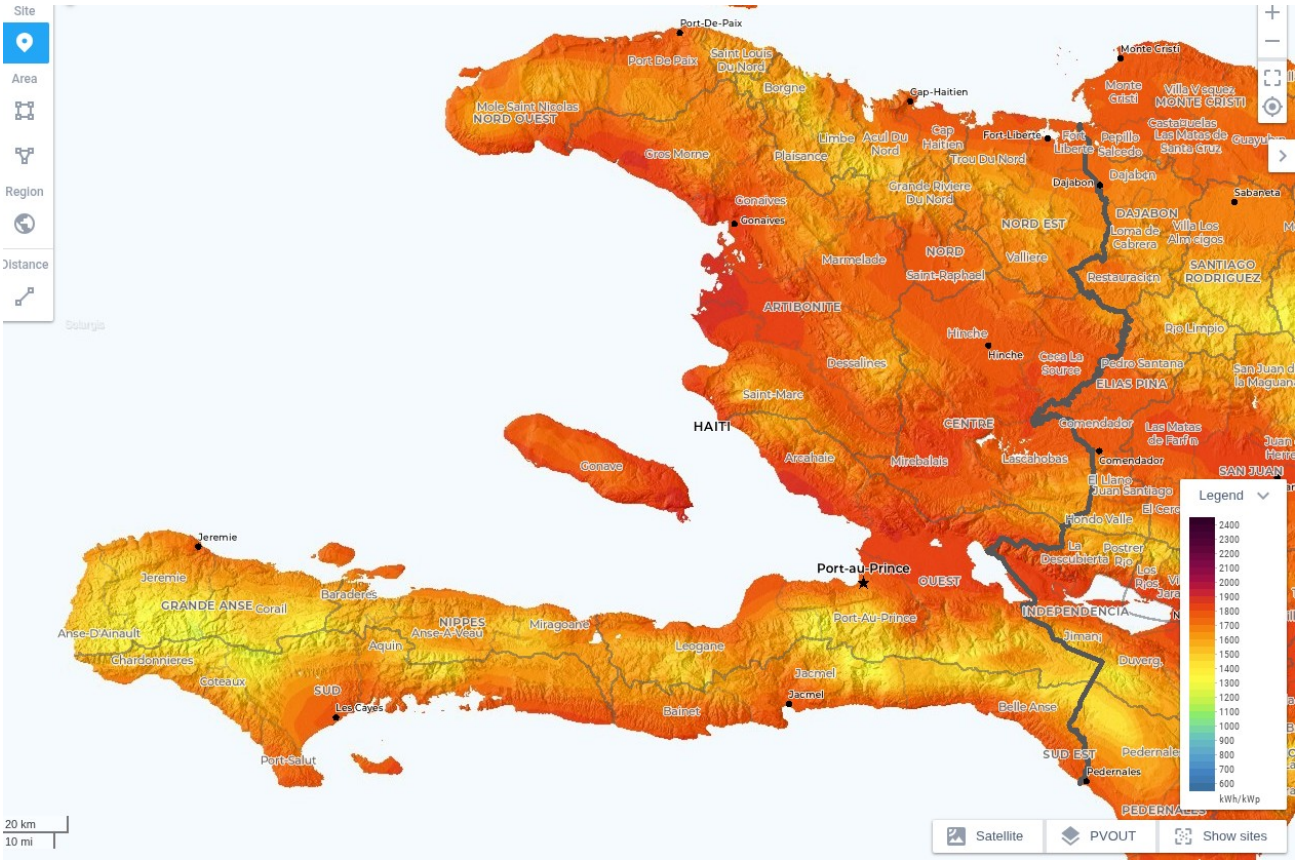


Fig. 23: kWh par kW-crête installé (Source : Atlas mondial de l'éolien)

La figure 24 présente les facteurs de capacité des centrales solaires sur 11 sites avec un angle d'inclinaison de 18 degrés. On observe une forte saisonnalité dans la disponibilité de la ressource, les valeurs les plus faibles étant enregistrées en hiver.

Dans tous les cas, le facteur de capacité attendu est supérieur à 19 %, ce qui témoigne d'une bonne disponibilité des ressources solaires et se reflète dans les résultats des optimisations apportées aux investissements de production. Ces valeurs sont légèrement supérieures à celles estimées par l'Atlas solaire mondial, car ce dernier suppose que les parcs disposent d'une puissance installée de 1,1 kWc pour chaque kW injecté autorisé. Cela implique une production légèrement supérieure par kW autorisé.

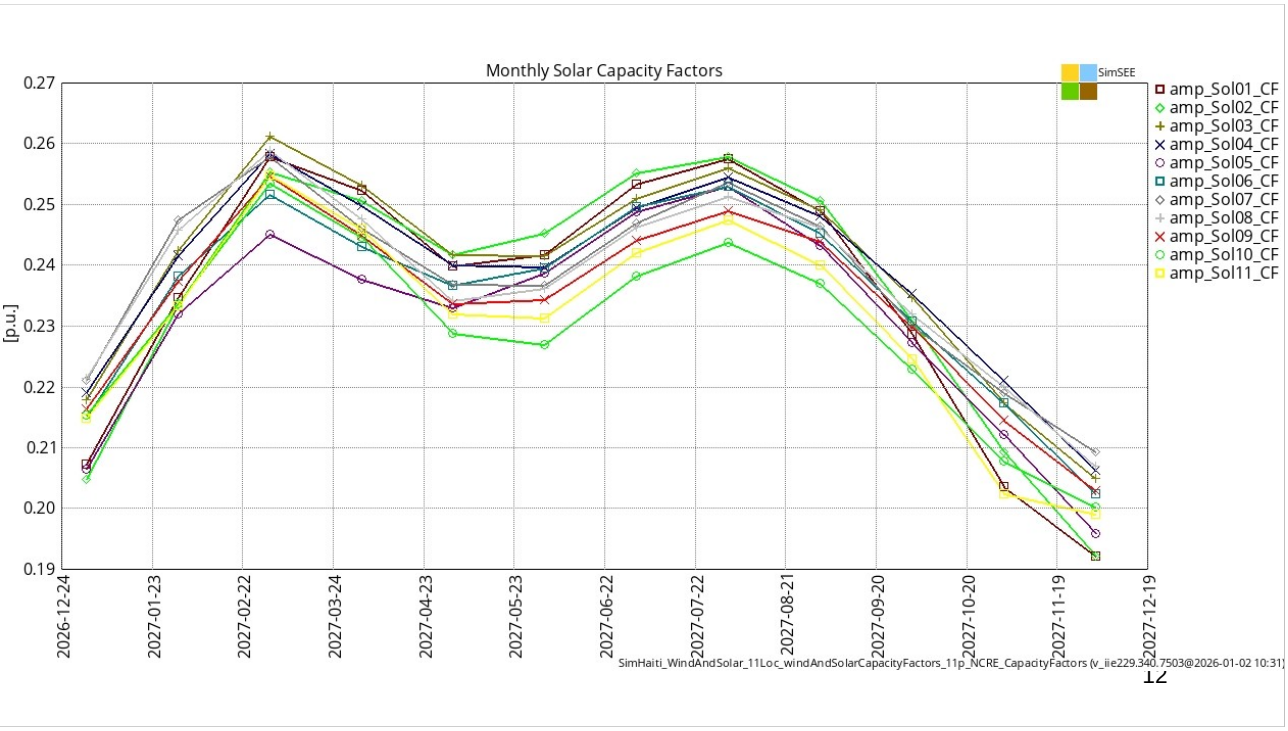


Fig. 24: Facteurs de capacité simulés sur les 11 sites

La figure 25 présente la distribution statistique du facteur de capacité journalier d'une centrale solaire installée dans le parc industriel de Caracol (dans ce cas, la puissance autorisée est égale à la puissance installée ; la valeur attendue est donc inférieure d'environ 10 % à celle de la figure 24). La figure 25 vise à illustrer la dispersion de la production d'énergie journalière attendue d'une centrale solaire. On constate qu'en hiver, la valeur attendue est d'environ 0,16, avec une probabilité de 5 % de dépasser 0,2 et une probabilité de 5 % d'être inférieure à 0,12. La figure 25 correspond à un angle d'inclinaison de 18°. La figure 18 présente la distribution du facteur de capacité pour un angle d'inclinaison de 22°.

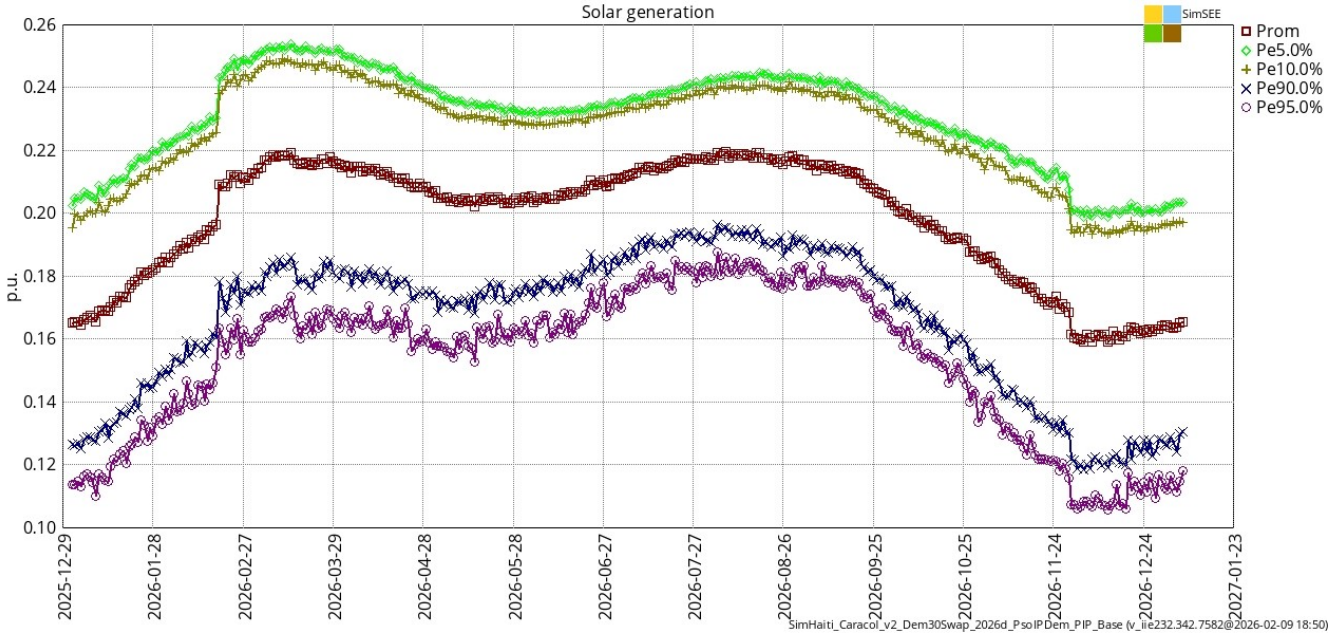
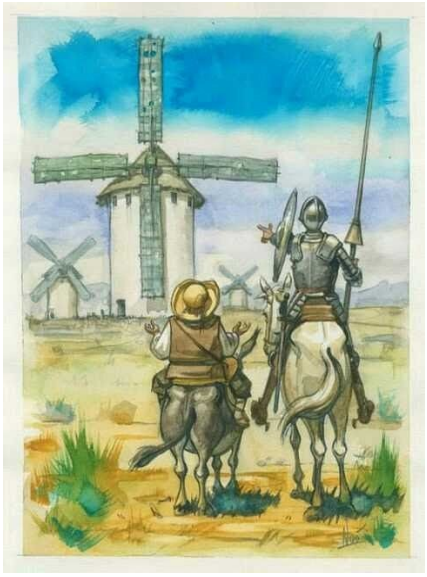


Fig. 25: Distribution statistique du facteur de capacité journalier du parc industriel de Caracol (à une inclinaison de 18°)



11. La ressource éolienne

Selon la carte des vents de l'Atlas mondial des vents (Fig. 26), les facteurs de capacité des éoliennes à 100 mètres de hauteur sont inférieurs à 30 % sur la quasi-totalité du territoire, ce qui indique une faible disponibilité de la ressource éolienne.

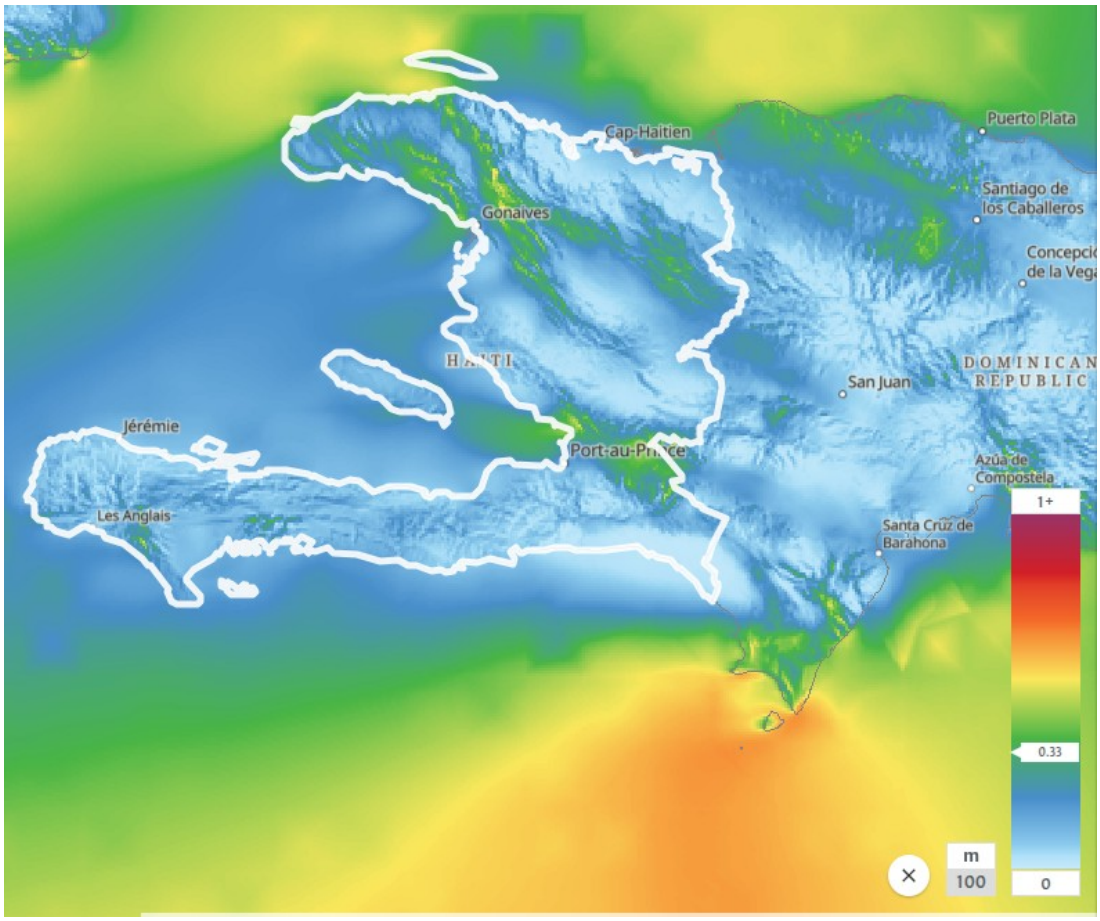


Fig. 26: Facteur de capacité attendu d'une éolienne de 100 m. (Source : Atlas mondial du vent)

La figure 27 présente les résultats de la simulation, à l'aide du modèle stochastique de vent implémenté pour Haïti, de l'installation d'éoliennes de 1,8 MW à 100 m de hauteur sur 11 sites. On constate que les facteurs de capacité, outre leur faible valeur, présentent une variation saisonnière significative. Bien que la saisonnalité de la ressource semble favoriser sa disponibilité en hiver, ce qui serait complémentaire à l'énergie solaire, comme le confirment les résultats des PIP optimisés, cet atout ne suffit pas à justifier l'installation d'éoliennes. Seul le scénario RN3 justifie une installation modeste de cette ressource.

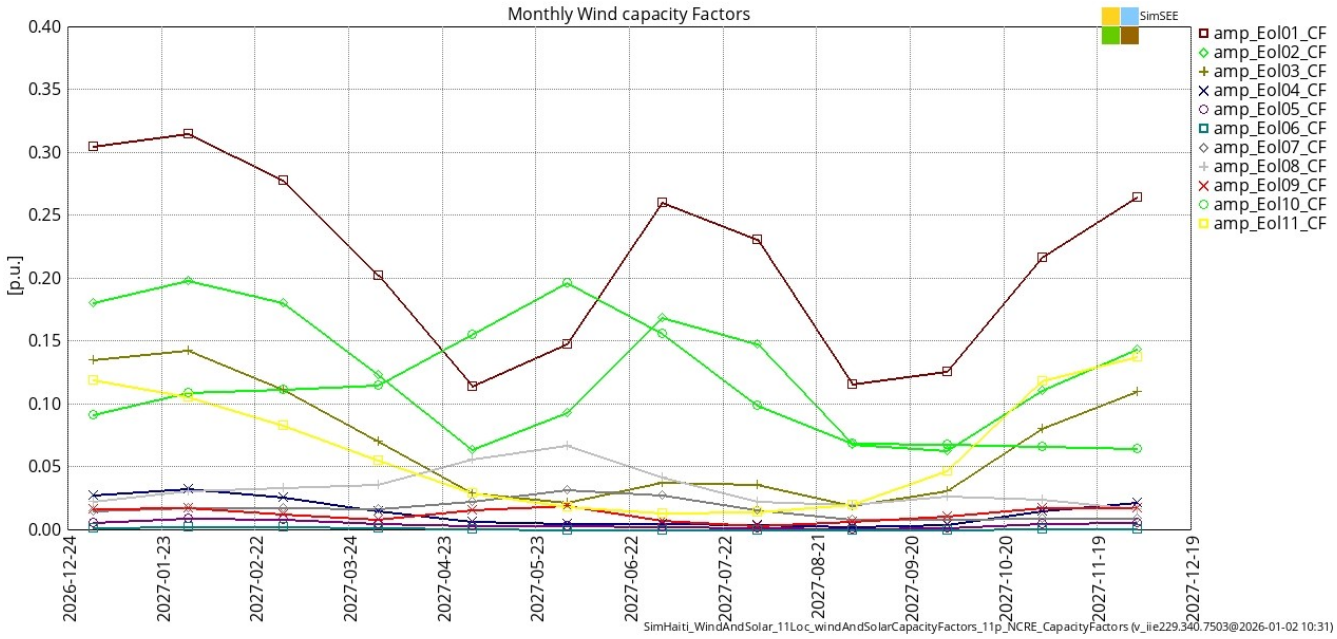


Fig. 27: Facteurs de capacité pour les 11 sites modélisés, résultant de simulations de 1000 exécutions de processus stochastiques.

12. Options d'expansion de l'approvisionnement énergétique

Les options d'expansion envisagées comprenaient l'installation de centrales solaires et éoliennes terrestres, de centrales thermiques et de systèmes de stockage par batteries..

Les options solaires et éoliennes ont été envisagées en utilisant de petits modules de 1 MW et 1,8 MW respectivement, qui pourraient être ajoutés aux centrales électriques sur 11 sites potentiels à travers le pays.

Pour les systèmes de stockage d'énergie par batterie (DBESS), des modules de 2 MW offrant 4 heures de stockage (8 MWh/module) ont été envisagés. Ces systèmes DBESS pourraient être intégrés à chacun des six réseaux régionaux.

Pour pallier l'absence de gaz naturel, l'ajout de groupes électrogènes de 1 MW à chacun des six réseaux régionaux a été envisagé. Concernant le réseau RN0, la possibilité d'une extension avec des centrales à cycle combiné de 60 MW et des turbines aérodérivées de 20 MW alimentées au gaz naturel a également été étudiée, sauf dans le scénario "RN0_woNG" où le gaz naturel est indisponible.

12.1. Générateurs thermiques

Le tableau 15 présente les options d'extension avec la production thermique considérée et les paramètres avec lesquels elles ont été configurées dans les salles SimSEE, avec la signification suivante:

- **CC_60:** Centrales électriques à cycle combiné de 60 MW alimentées au gaz naturel,
- **TG20:** Turbines aérodérivées de 20 MW alimentées au gaz naturel, et
- **MG1:** Groupes électrogènes de 1 MW alimentés au diesel, au fioul lourd (HFO) ou au GPL (gaz de pétrole liquéfié), selon le cas.

Les coûts de production variables associés au carburant sont les valeurs initiales de 2025 et sont indexés avec l'indice HH_idx ou WTI_idx selon le cas.

Tableau 15: Configuration des options de dilatation thermique

							Indexed			
	MW	MW	p.u.	h	USD/MWh		USD/MWh			
	PMin	PMax	fd	TMR	Capacity Payment	Variable O&M	cvMin	cvInc	Fuel	Index
CC_60	20	60	0.85	24	51.7	14.3	208.1	136.1	Natural Gas	HH_idx
TG_20	0	20	0.80	24	29.7	14.3	0.0	224.0	Natural Gas	HH_idx
MG1	0	1	0.80	24	22.8	14.3	0.0	432.0	Diesel	WTI_idx
MG1	0	1	0.80	24	22.8	14.3	0.0	299.0	HFO	WTI_idx
MG1	0	1	0.80	24	22.8	14.3	0.0	176.0	LPG	WTI_idx

Les options de gaz naturel (CC_60 et TG_20) ne sont prises en compte que dans le réseau régional 0. Les cycles combinés sont considérés comme étant de 60 MW avec un minimum technique de 20 MW et avec une inflexibilité de répartition qui n'implique pas plus d'un démarrage par jour.

Pour toutes les régions, l'option d'extension avec des modules de groupes électrogènes de 1 MW alimentés au fioul lourd et au GPL était disponible dans les scénarios respectifs. Une option diesel était également prévue, uniquement à des fins d'analyse des coûts avec ce carburant.

12.2. Modules d'investissement dans l'éolien, le solaire et les systèmes de stockage d'énergie par batterie (DBESS)

Le tableau 16 présente les acteurs SimSEE inclus dans les salles afin d'optimiser les investissements par regroupement de modules. Pour les parcs éoliens, des turbines de 1,8 MW ont été prises en compte. Pour les parcs solaires, des unités de 1 MW ont été considérées. Concernant les batteries, chaque module d'investissement correspond à une unité configurée dans l'acteur 2 MW avec une capacité de stockage de 4 heures.

Tableau 16: Options d'investissement des acteurs dans l'énergie éolienne, solaire et les batteries.

	Wind 18 MW modules	Solar 20 MW modules	DBESS 2 MW x 4h modules
RN0	amp_Eol03	amp_Sol03	amp_DBESS_RN0
RN0	amp_Eol04	amp_Sol04	
RN0	amp_Eol05	amp_Sol05	
RN0	amp_Eol06	amp_Sol06	
RN0	amp_Eol07	amp_Sol07	
RN1	amp_Eol02	amp_Sol02	amp_DBESS_RN1
RN2	amp_Eol09	amp_Sol09	amp_DBESS_RN2
RN2	amp_Eol10	amp_Sol10	
RN3	amp_Eol01	amp_Sol01	amp_DBESS_RN3
RN4	amp_Eol08	amp_Sol08	amp_DBESS_RN4
RN5	amp_Eol11	amp_Sol11	amp_DBESS_RN5

Le paiement de capacité pour ces acteurs correspond aux valeurs aux terminaux de la source "Capacity_payments" décrite dans la section 7.2.

La figure 28 illustre la décroissance des coûts des technologies étudiées. Les valeurs sont exprimées en USD par MW et par heure de disponibilité de l'équipement, sans tenir compte de la disponibilité de la ressource, et ne doivent pas être confondues avec le coût actualisé de l'énergie (LCOE), car le coût effectif de l'énergie produite résulte de la simulation de l'équipement dans un lieu spécifique.

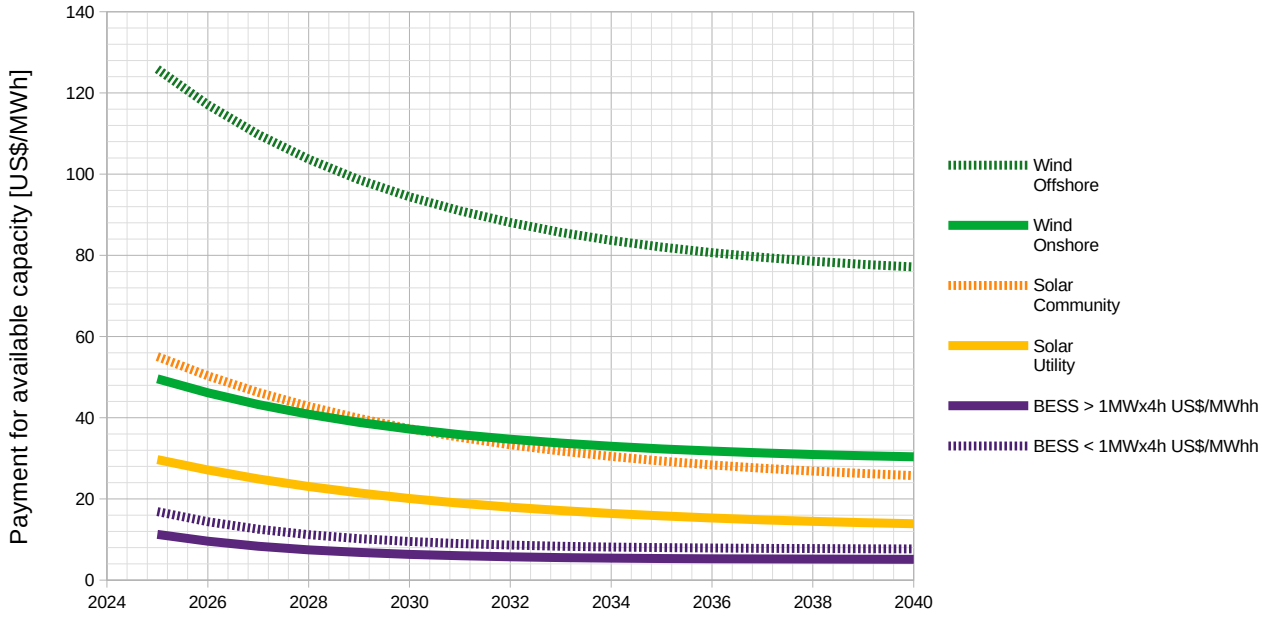


Fig. 28: Coûts des technologies par MW et par heure de disponibilité des équipements.

13. Plans d'Investissement Possibles (PIP)

Les plans d'investissement possibles ont été optimisés à l'aide des gradients d'investissement (voir section 20).). Seule la région RN0 a envisagé l'option d'installer une centrale thermique au gaz naturel, tandis que toutes les régions ont envisagé la possibilité d'une expansion avec des éoliennes, des centrales solaires et des groupes électrogènes fonctionnant au GPL ou au fioul lourd (options de scénario).

Dans RN0, l'option thermique de centrales électriques à cycle combiné de 60 MW et de turbines aérodérivées de 20 MW alimentées au gaz naturel a été envisagée.

- **HAID_LPG**: Dates de mise en service des centrales hydroélectriques indiquées par ANARSE et des groupes électrogènes fonctionnant au GPL,
- **HAID_HFO**: Dates de mise en service des centrales hydroélectriques indiquées par ANARSE et des groupes électrogènes fonctionnant au HFO,
- **H5YS_LPG**: Les dates de mise en service des centrales hydroélectriques accusent un retard de cinq ans par rapport à celles indiquées par l'ANARSE, et groupes électrogènes fonctionnant au GPL, et
- **H5YS_HFO**: Les dates de mise en service des centrales hydroélectriques accusent un retard de cinq ans par rapport à celles indiquées par l'ANARSE, et groupes électrogènes fonctionnant au HFO.

Dans ce qui suit, des figures présentant les principaux résultats sont d'abord présentées pour chaque région, et à la fin, des figures permettant une vue d'ensemble des résultats sont présentées.

Les résultats pour chaque région sont présentés par groupes de quatre figures pour chacun des quatre scénarios mentionnés ci-dessus, avec les significations suivantes:

- **Composition du coût de production prévu**: Ce tableau présente la contribution des coûts fixes et variables au coût de l’énergie demandée au niveau de la production (pertes incluses), exprimé en USD/MWh. La zone rouge correspond aux coûts de combustible et de maintenance, variables pour les centrales thermiques, et les autres zones à la rémunération des coûts fixes propres à chaque technologie.
- **Répartition des coûts de production**: Elle présente la répartition statistique des coûts de production à l’aide de seuils de probabilité. Elle permet d’observer le risque annuel lié aux coûts de satisfaction de la demande.
- **Rationnement énergétique**: Il présente la distribution statistique, basée sur un seuil de probabilité, du rationnement mensuel, exprimé en puissance maximale rationnée mensuellement par unité de la demande de pointe mensuelle.

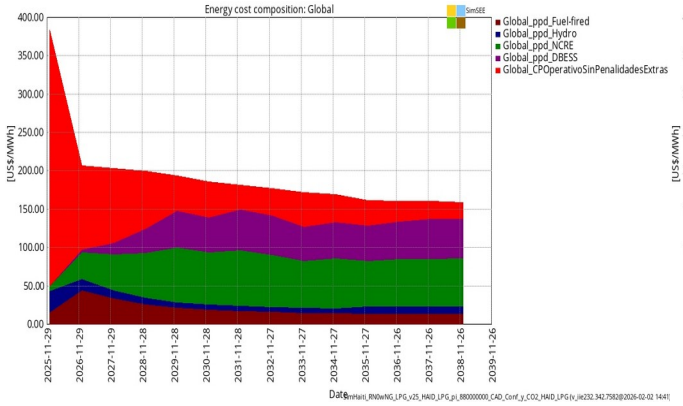
- **Capacité installée et demande au niveau de la production**: ce graphique présente la capacité installée (en MW) des différentes technologies et le niveau de la demande. Les valeurs sont exprimées en MW moyens annuels. La zone grise représente la demande au niveau de la production, avec ses valeurs minimale, moyenne et maximale. Ces graphiques permettent de différencier l'effet entre le scénario HAID (deux figures supérieures) et le scénario H5YS (deux figures inférieures), la courbe bleu clair correspondant à la capacité installée des projets hydroélectriques.
- **Production attendue par ressource**: Elle indique l'énergie mensuelle produite par type de ressource, exprimée en MW en moyenne. La courbe bleue correspond à la demande attendue. Comme on peut le constater, la surface cumulée dépasse la demande, ce qui indique un excédent d'énergie (écrêtement). Il convient de noter que, lors de l'optimisation des plans d'investissement, on a supposé que ces excédents avaient une valeur nulle ; par conséquent, ce volume d'excédents est économiquement optimal. Cet excédent d'énergie doit être considéré comme une valeur ajoutée au plan d'investissement, car toute utilisation qui en sera faite générera un revenu supplémentaire.
- **Production hydroélectrique annuelle**: Elle présente la distribution statistique, à l'aide de coupes de probabilité, de la production hydroélectrique annuelle modélisée dans chaque région.
- **Gradient d'investissement**: Ce graphique présente le gradient d'investissement prévu pour chaque technologie considérée dans le cadre de l'optimisation de chaque PIP. Les valeurs sont exprimées en USD par module installable et représentent la valeur actuelle actualisée à 10 % de la valeur cumulée depuis la fin de l'horizon d'optimisation jusqu'à chaque date. Les technologies dont la courbe est horizontale sont à l'équilibre à l'optimum. Celles dont la valeur est nettement négative sont des technologies que l'optimiseur souhaite désinstaller. Au cours du processus d'optimisation, l'optimiseur peut ajouter ou supprimer des modules des options d'extension (ceux qui ont atteint la fin de leur durée de vie utile), à condition qu'au moins un module de chaque option reste installé afin de maintenir la sensibilité à l'installation ou à la suppression de cette technologie.

L'analyse des graphiques présentés ci-dessus pour chaque région révèle deux phases distinctes, selon le niveau de la demande et le scénario retenu (HAID ou H5YS). Ces phases sont globalement bien représentées par les évolutions observées entre 2028 et 2029, et entre 2037 et 2038. C'est pourquoi les résultats combinés présentés à la fin de cette section sont établis à partir des moyennes des années 2028-2029 et 2037-2038..

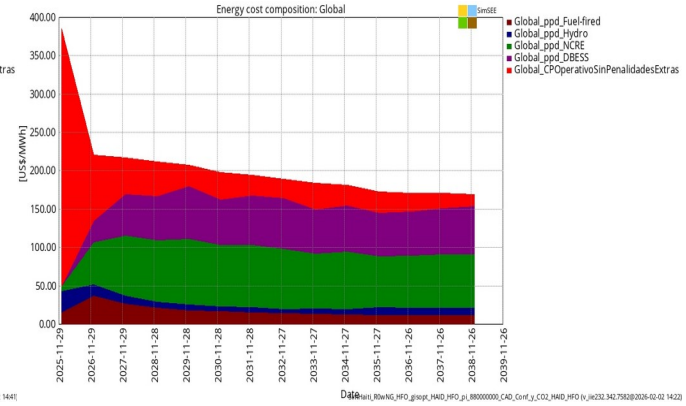
13.1. Résultats pour RN0 (avec GNL)

a) Composition du coût de production prévu pour le réseau régional RN0 (avec GNL)

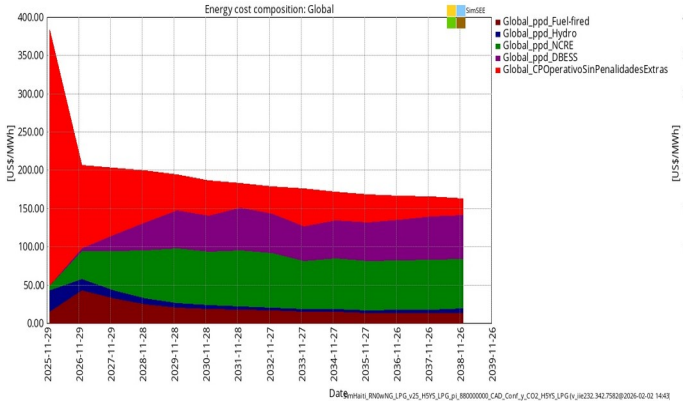
HAID_LPG



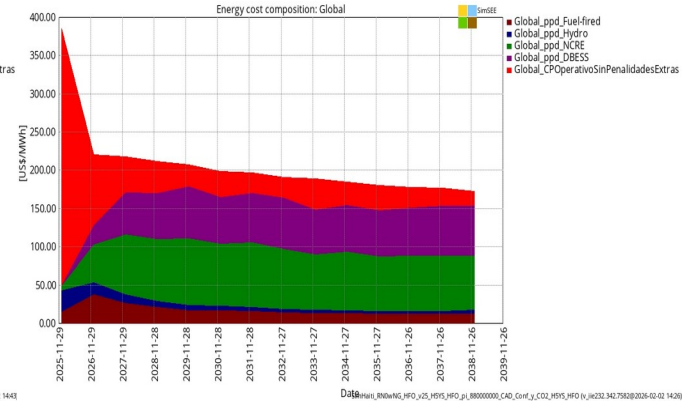
HAID_HFO



H5YS_LPG

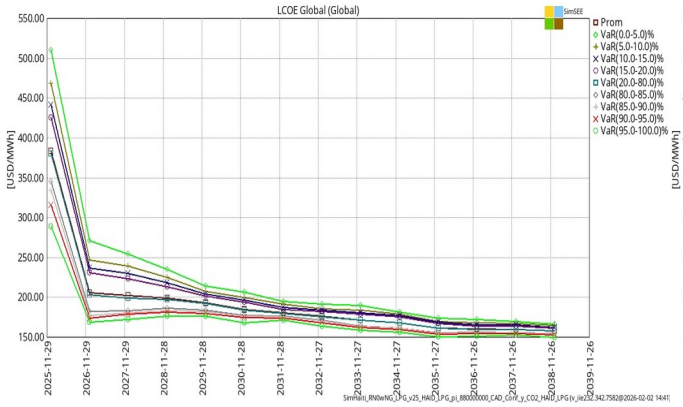


H5YS_HFO

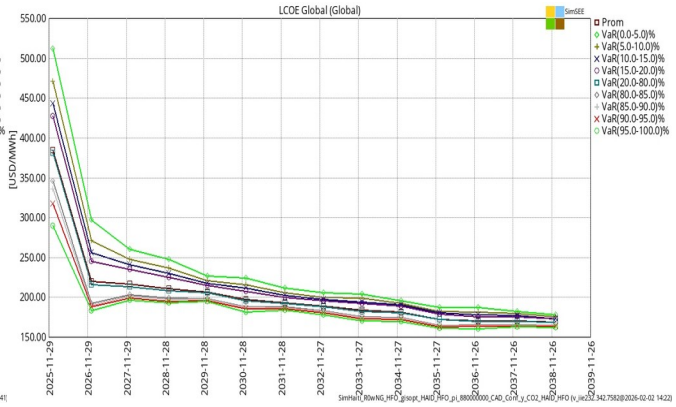


b) Répartition des coûts de production pour le réseau régional RN0 (avec GNL)

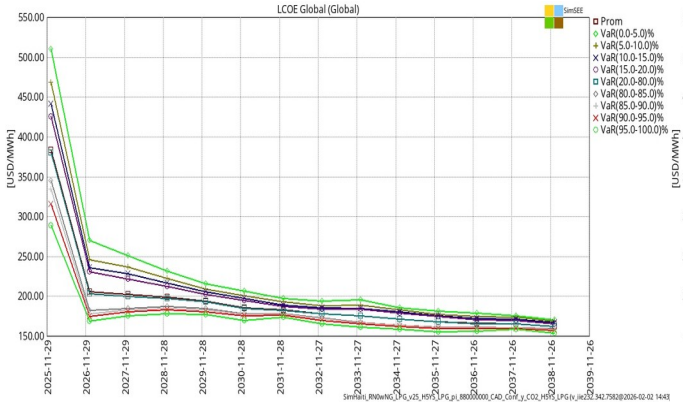
HAID_LPG



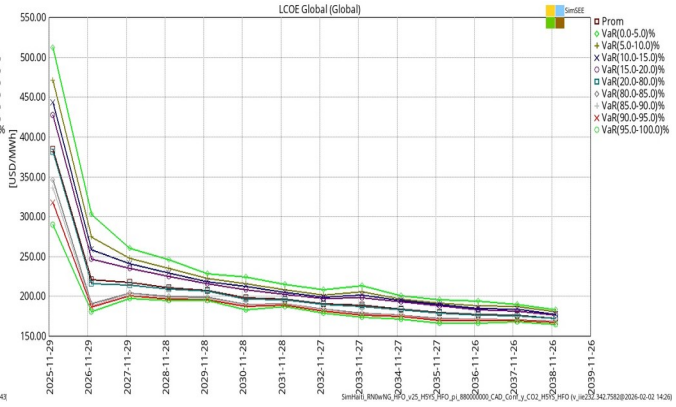
HAID_HFO



H5YS_LPG

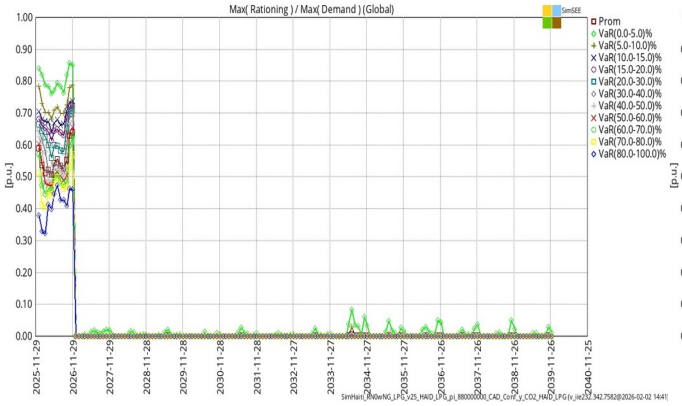


H5YS_HFO

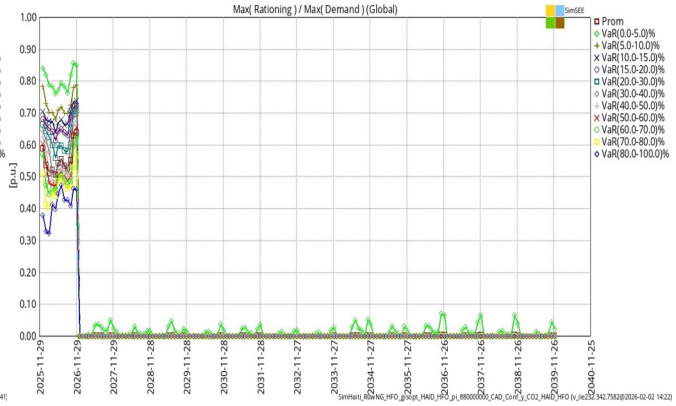


c) Rationnement énergétique pour le réseau régional RN0 (avec GNL)

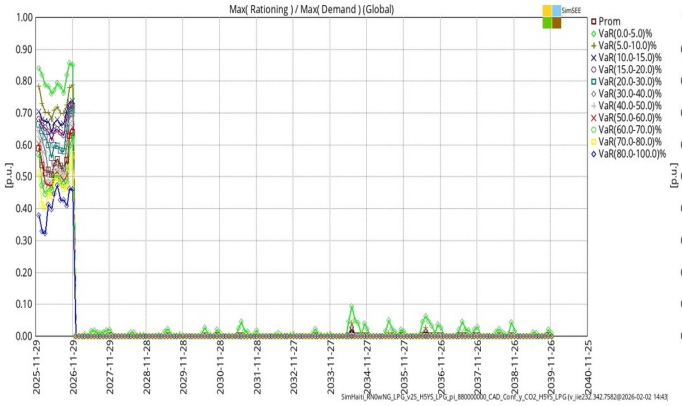
HAID_LPG



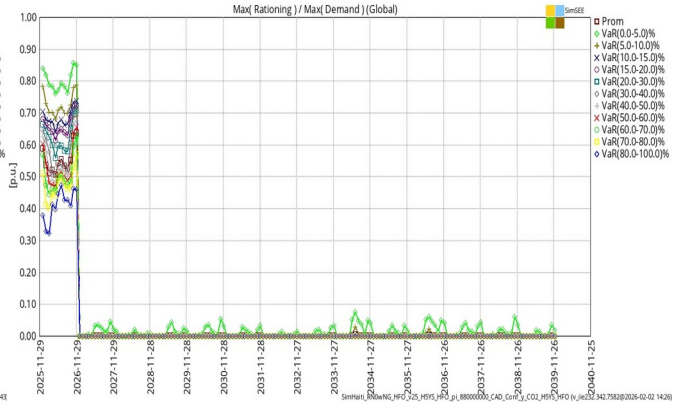
HAID_HFO



H5YS_LPG

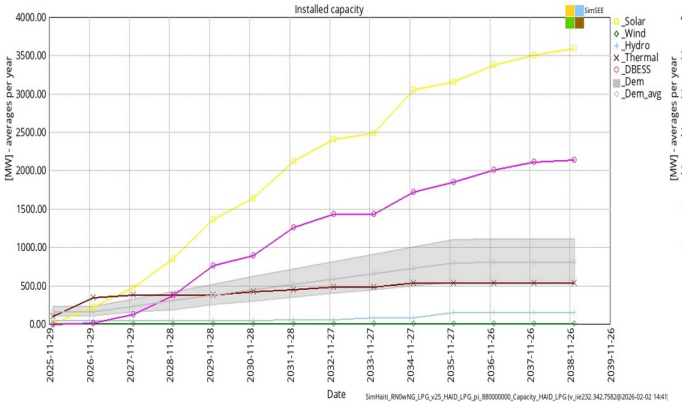


H5YS_HFO

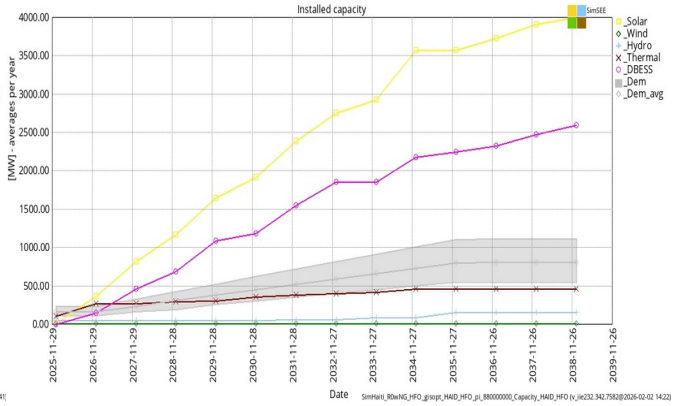


d) Capacité installée et demande au niveau de la production pour le réseau régional RN0 (avec GNL)

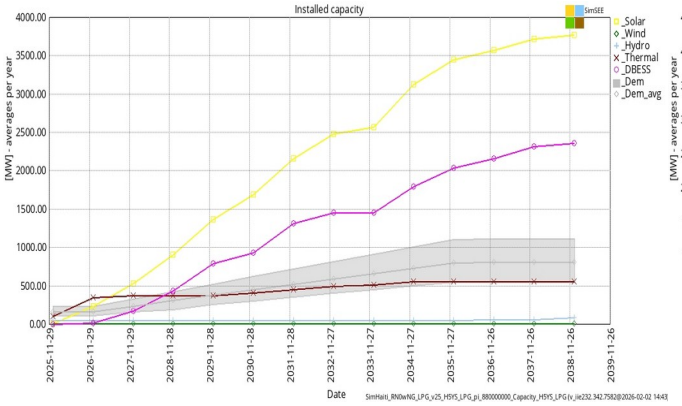
HAID_LPG



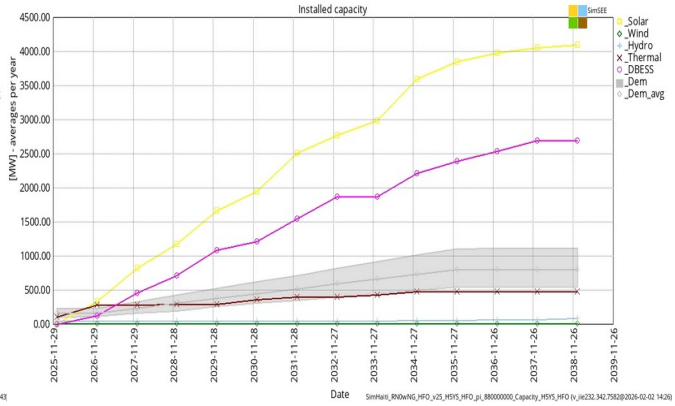
HAID_HFO



H5YS_LPG

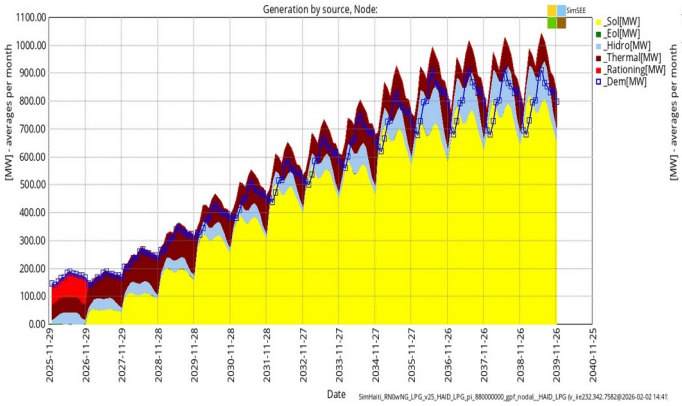


H5YS_HFO

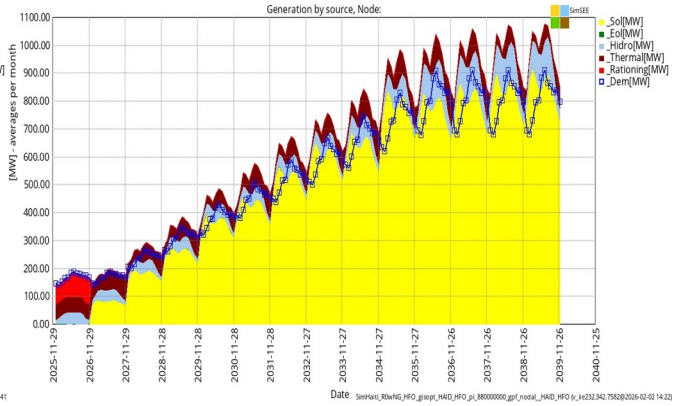


e) Production attendue par ressource pour le réseau régional RN0 (avec GNL)

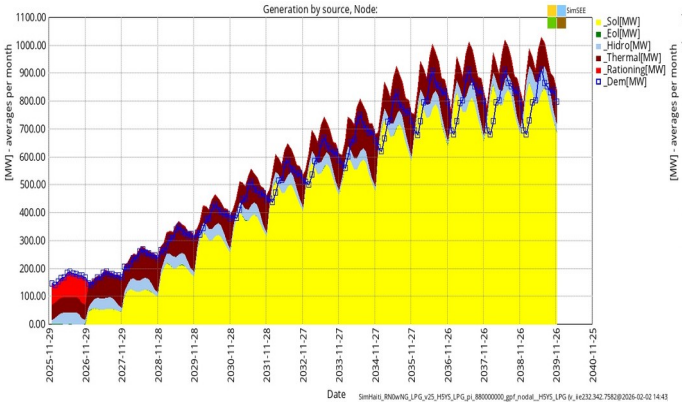
HAID_LPG



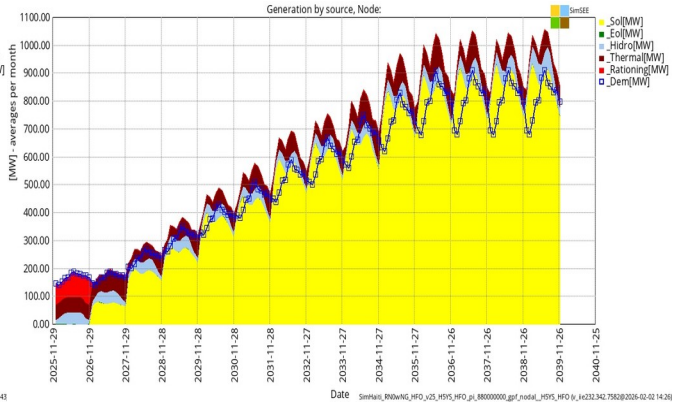
HAID_HFO



H5YS_LPG

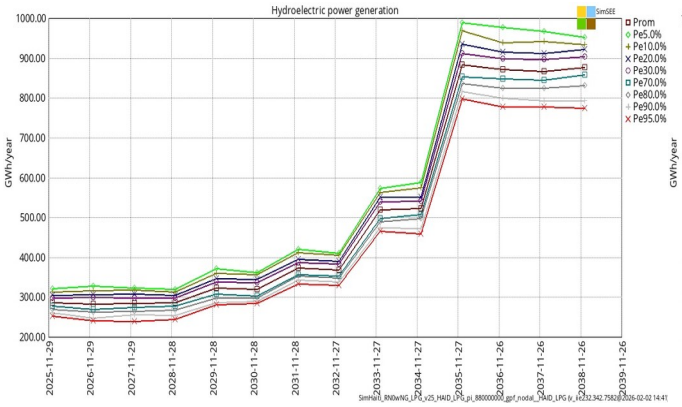


H5YS_HFO

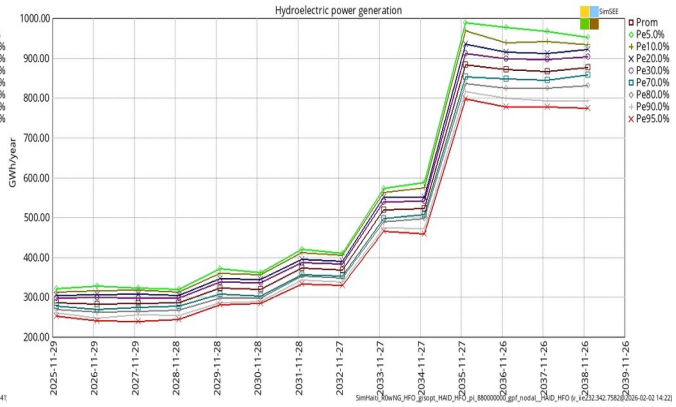


f) Production hydroélectrique annuelle pour le réseau régional RN0 (avec GNL)

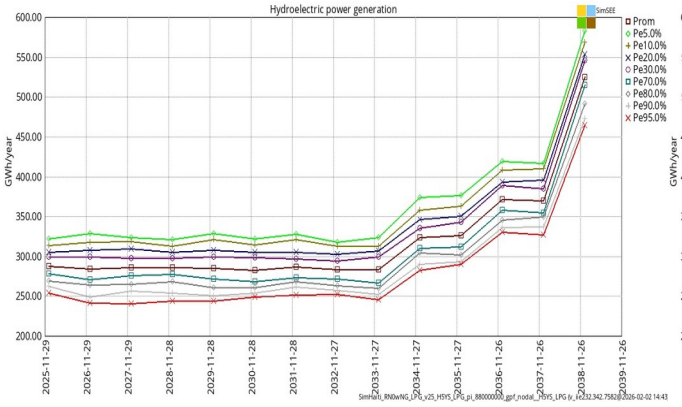
HAID_LPG



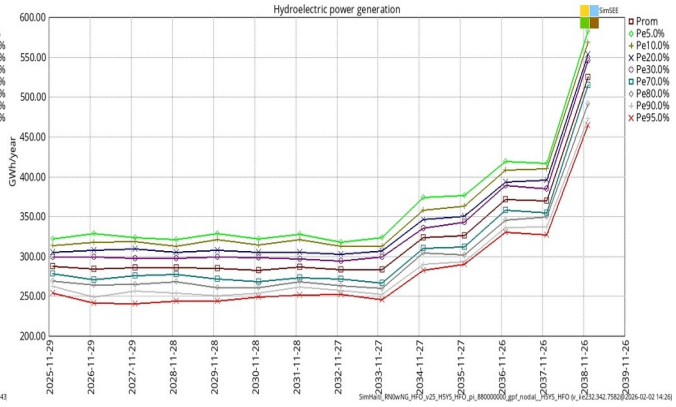
HAID_HFO



H5YS_LPG

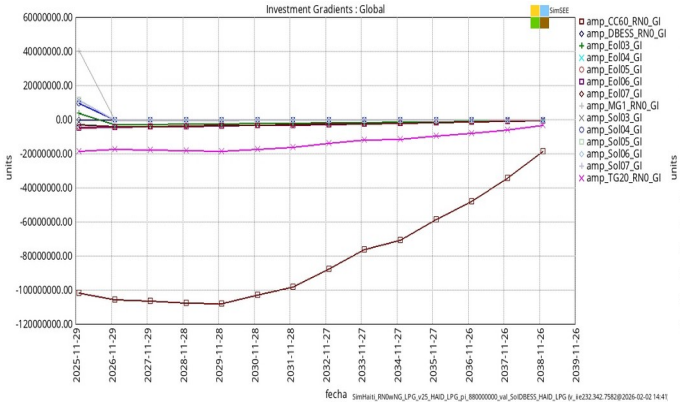


H5YS_HFO

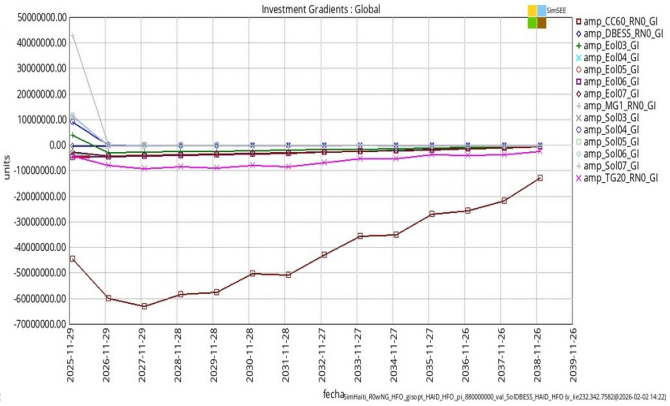


g) Gradients d'investissement pour le réseau régional RN0 (avec GNL)

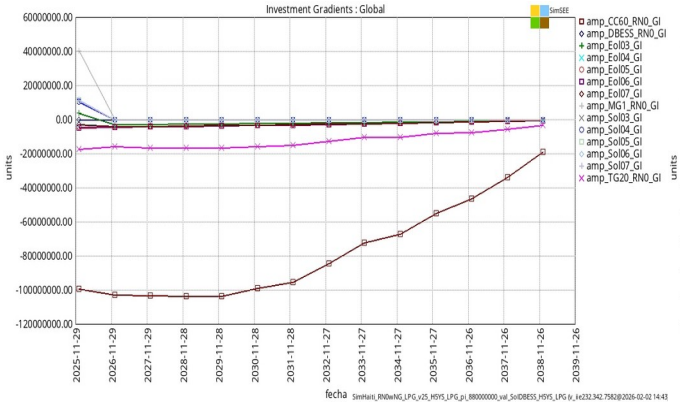
HAID_LPG



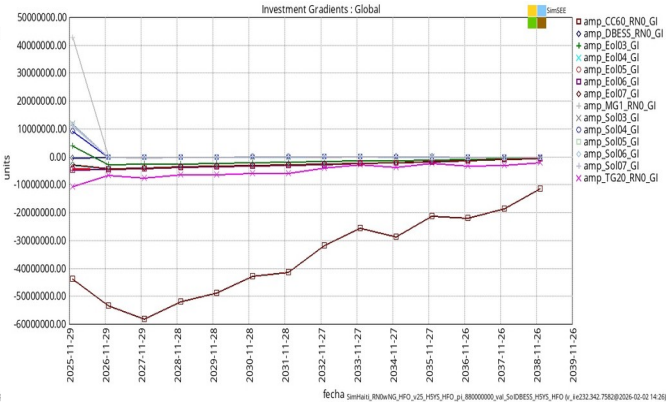
HAID_HFO



H5YS_LPG



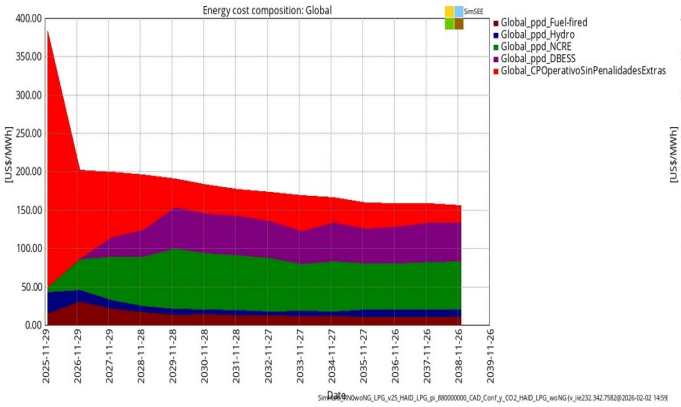
H5YS_HFO



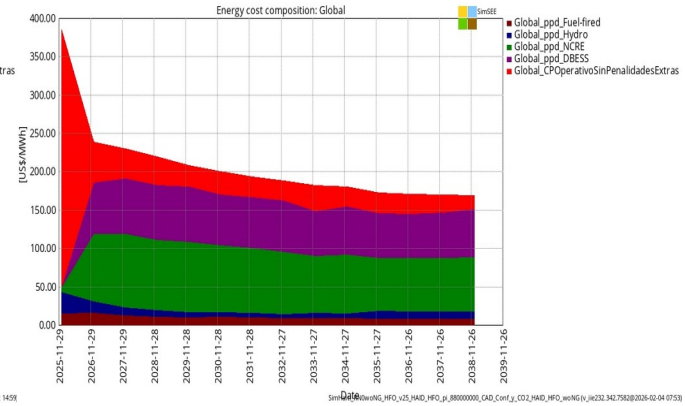
13.2. Résultats pour RN0_woNG

a) Composition du coût de production prévu pour le réseau régional RN0_woNG

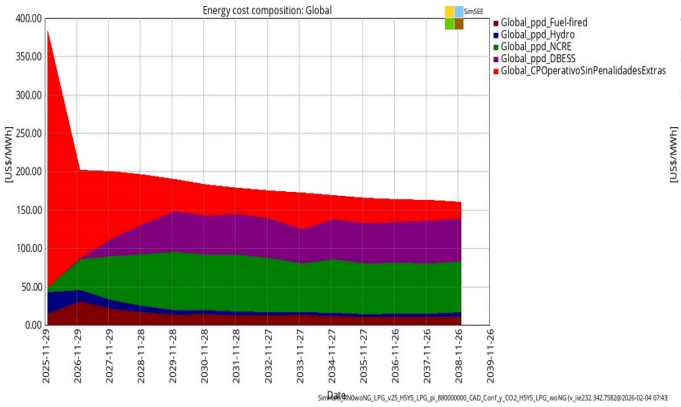
HAID_LPG



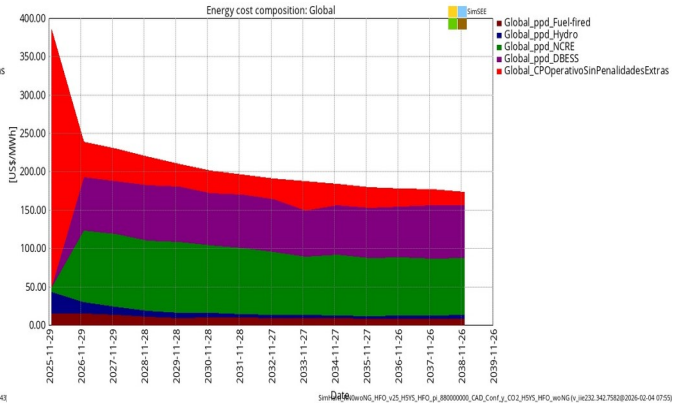
HAID_HFO



H5YS_LPG

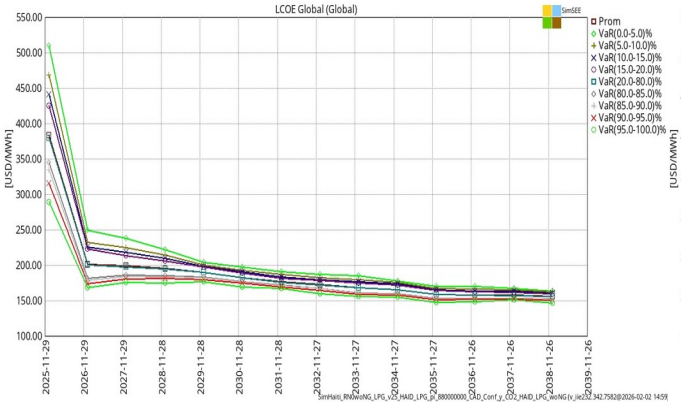


H5YS_HFO

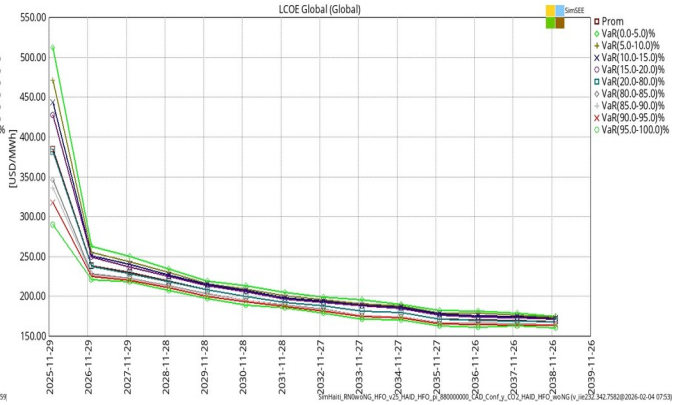


b) Répartition des coûts de production pour le réseau régional RN0_woNG

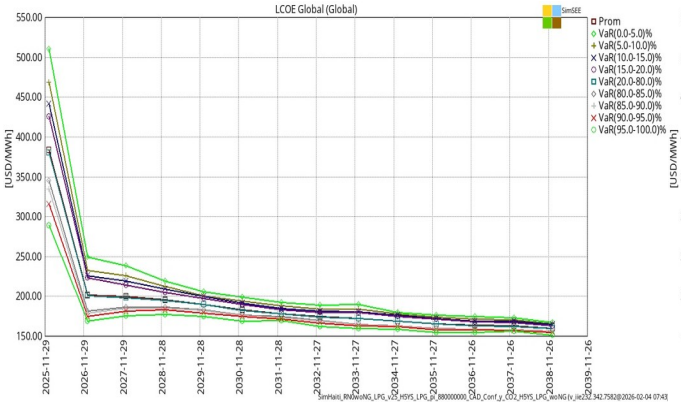
HAID_LPG



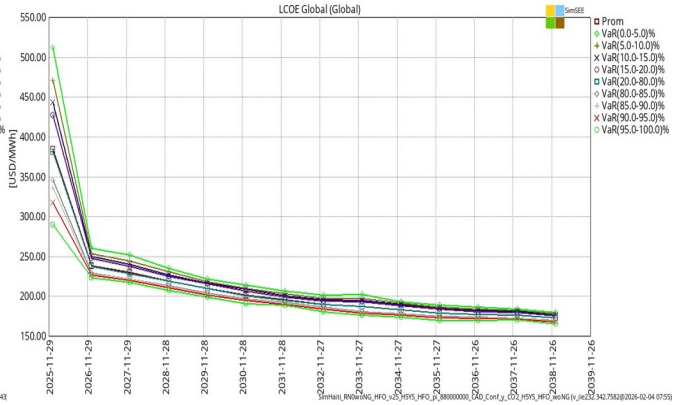
HAID_HFO



H5YS_LPG

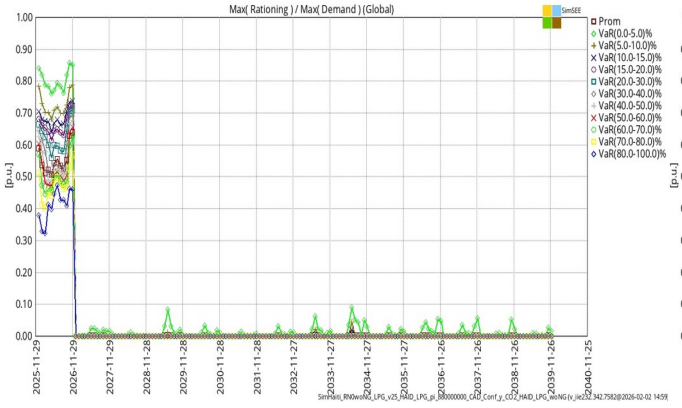


H5YS_HFO

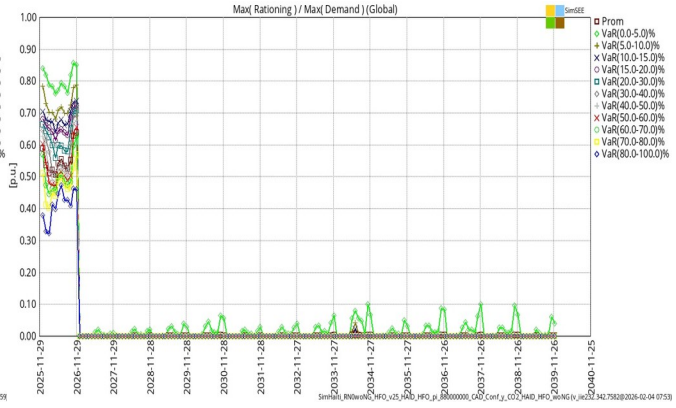


c) Rationnement énergétique pour le réseau régional RN0_woNG

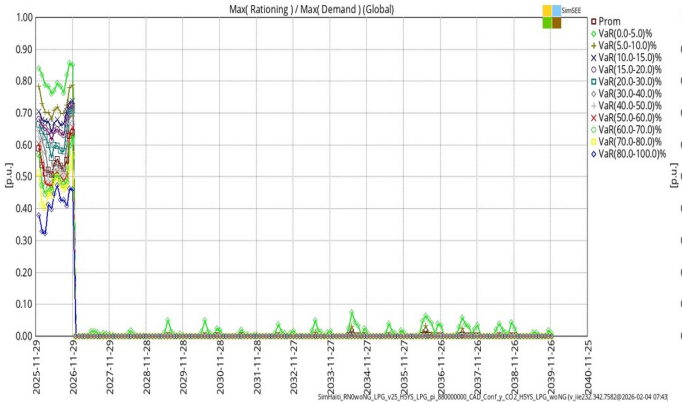
HAID_LPG



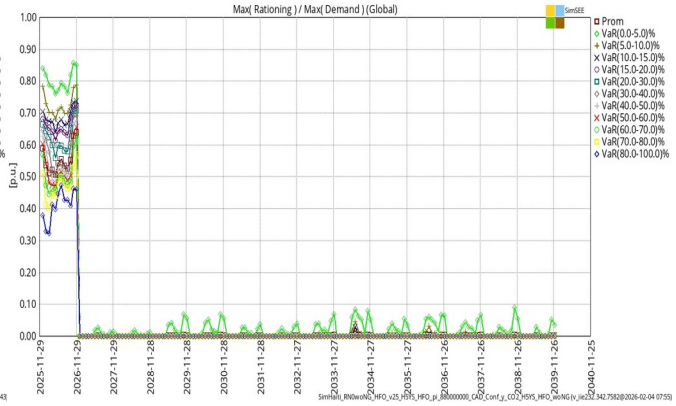
HAID_HFO



H5YS_LPG

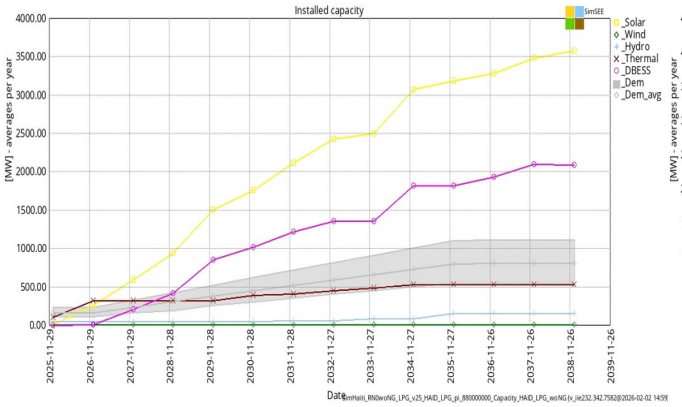


H5YS_HFO

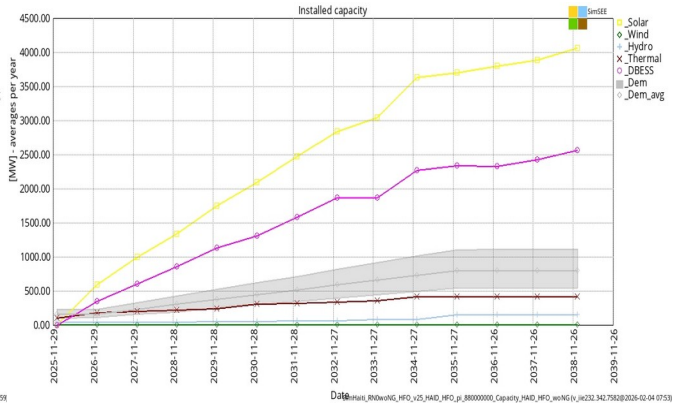


d) Capacité installée et demande au niveau de la production pour le réseau régional RN0_woNG

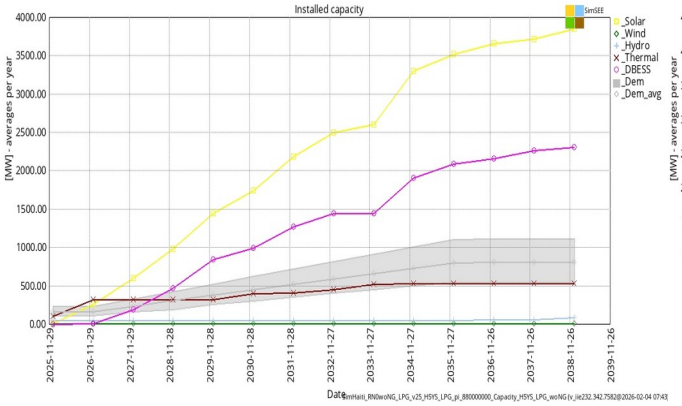
HAID_LPG



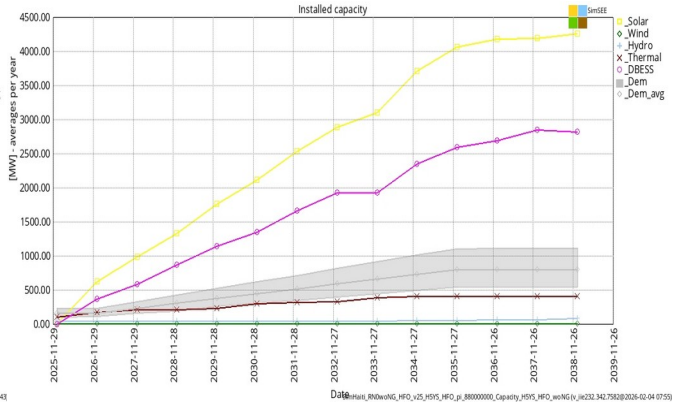
HAID_HFO



H5YS_LPG

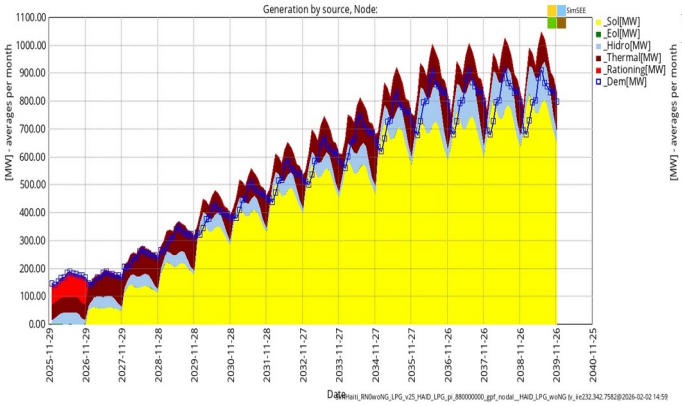


H5YS_HFO

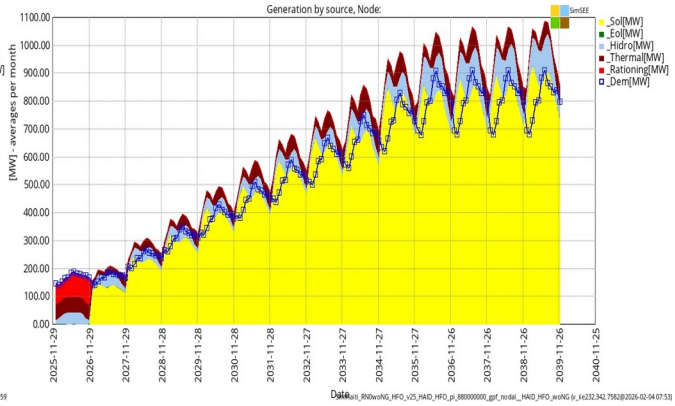


e) Production attendue par ressource pour le réseau régional RN0_woNG

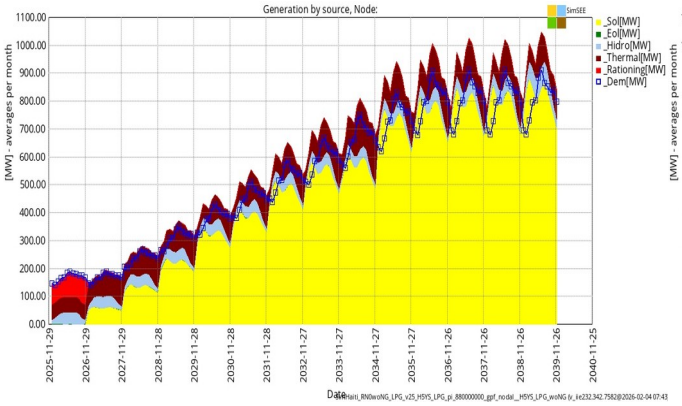
HAID_LPG



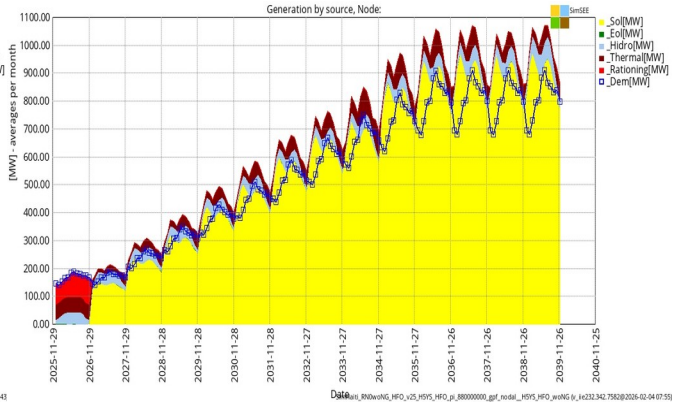
HAID_HFO



H5YS_LPG

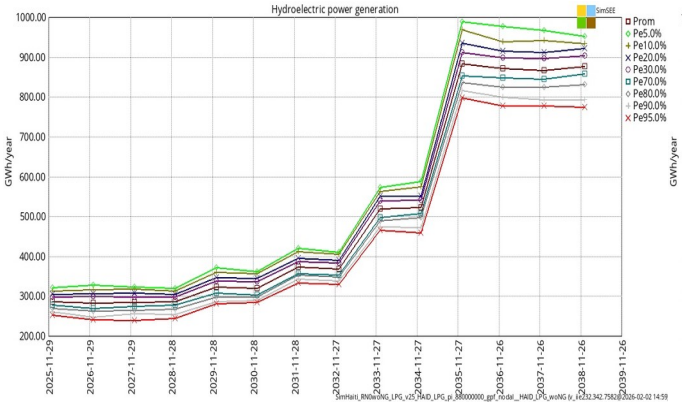


H5YS_HFO

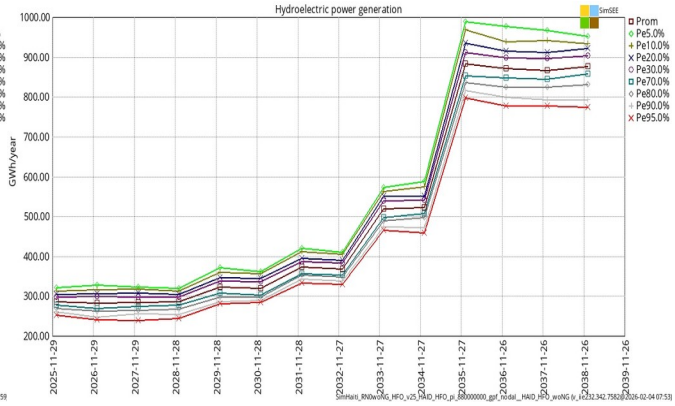


f) Production hydroélectrique annuelle pour le réseau régional RN0_woNG

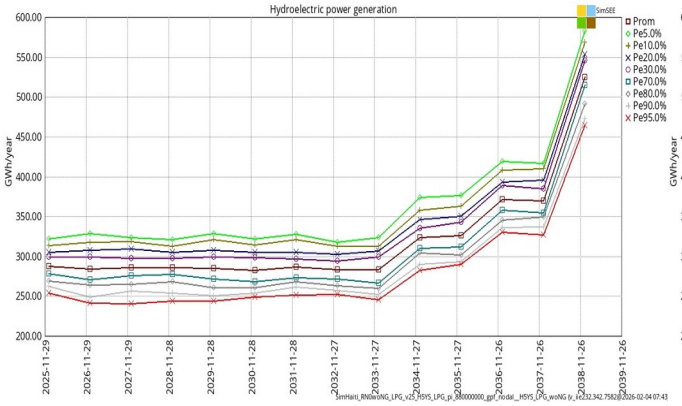
HAID_LPG



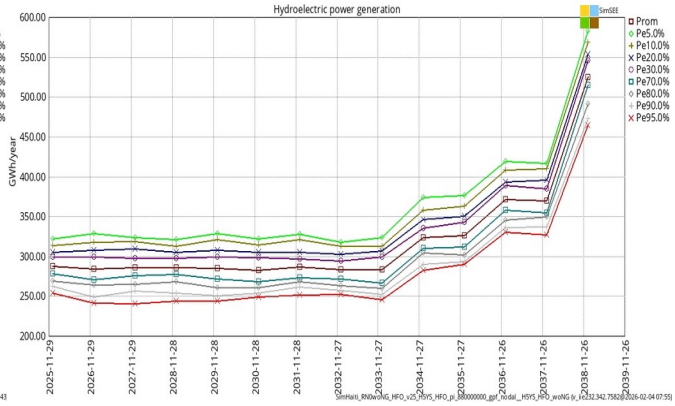
HAID_HFO



H5YS_LPG

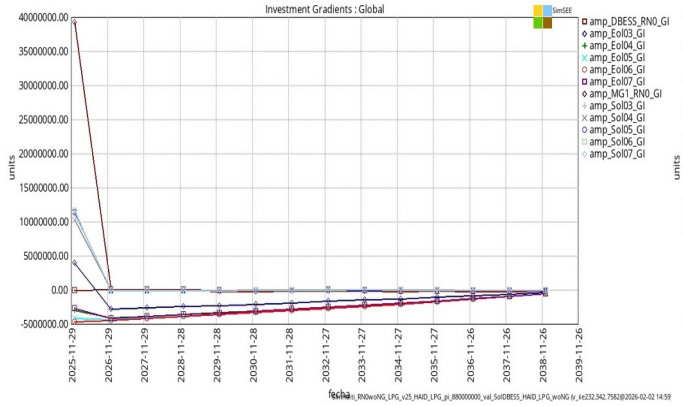


H5YS_HFO

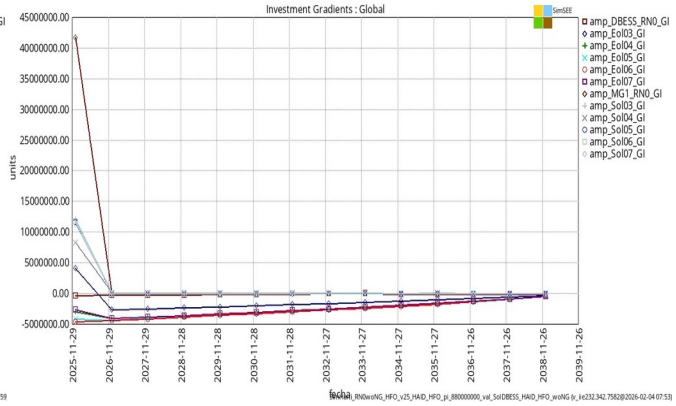


g) Gradients d'investissement pour le réseau régional RN0_woNG

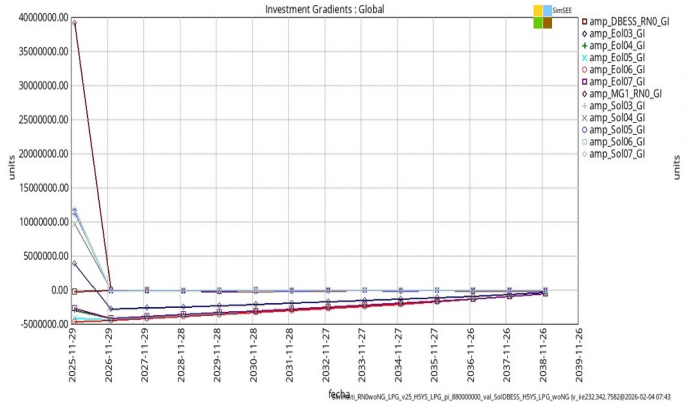
HAID_LPG



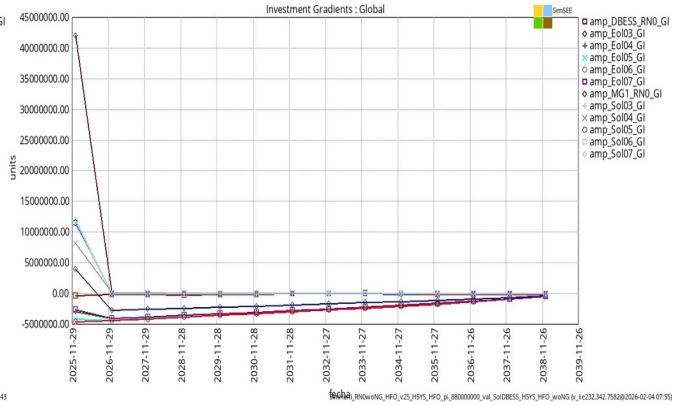
HAID_HFO



H5YS_LPG



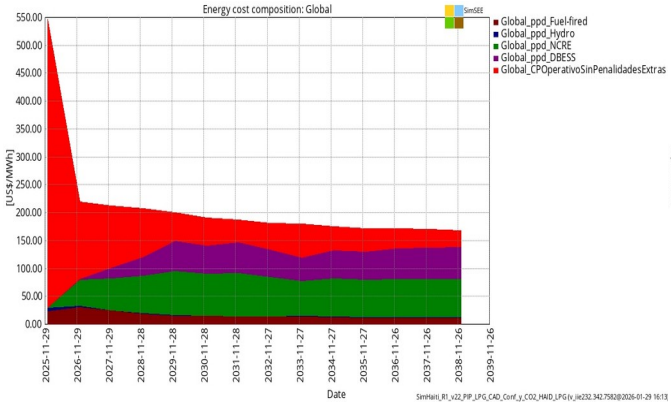
H5YS_HFO



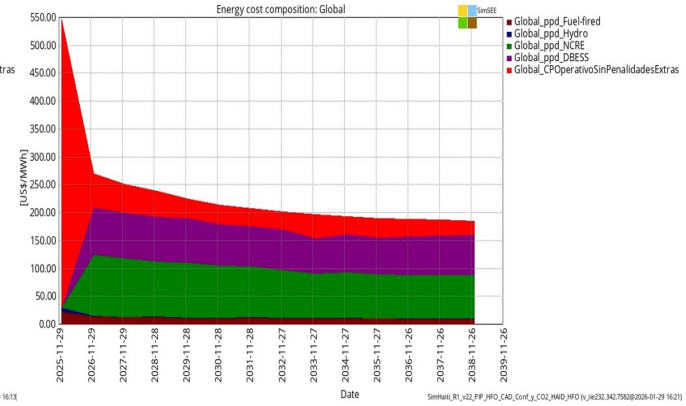
13.3. Résultats pour RN1

a) Composition du coût de production prévu pour le réseau régional RN1

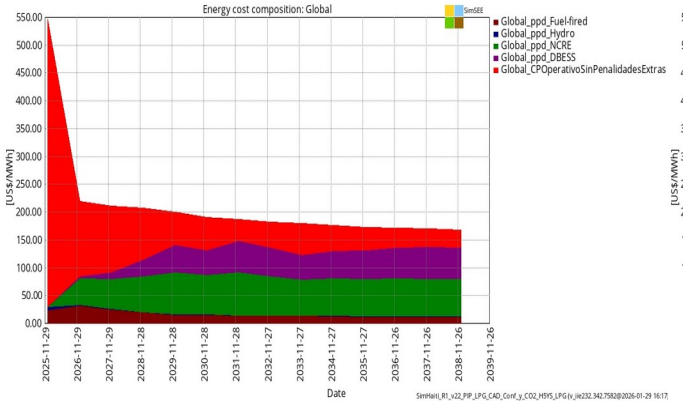
HAID_LPG



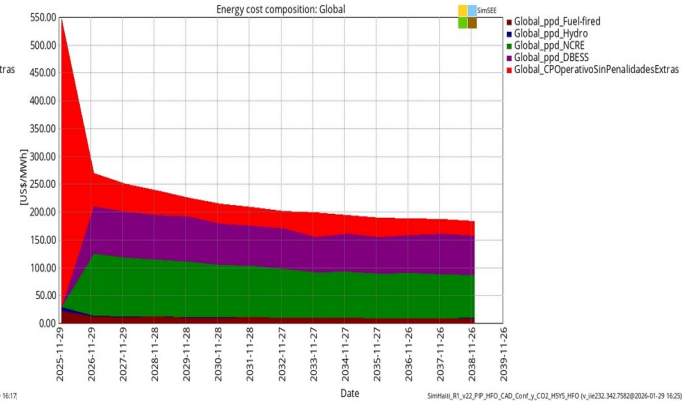
HAID_HFO



H5YS_LPG

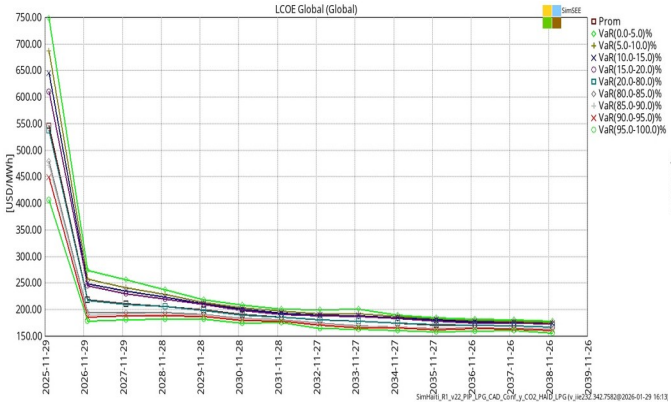


H5YS_HFO

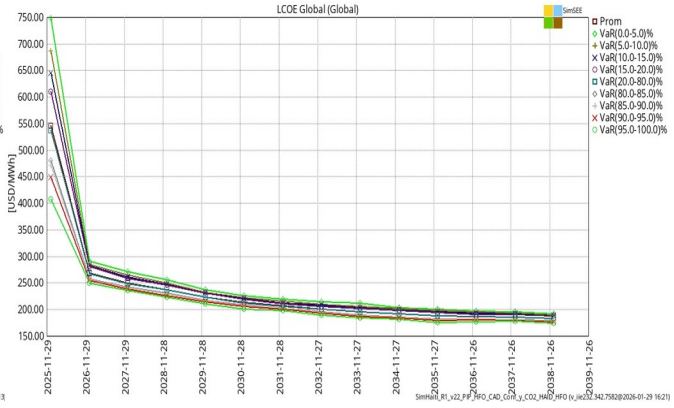


b) Répartition des coûts de production pour le réseau régional RN1

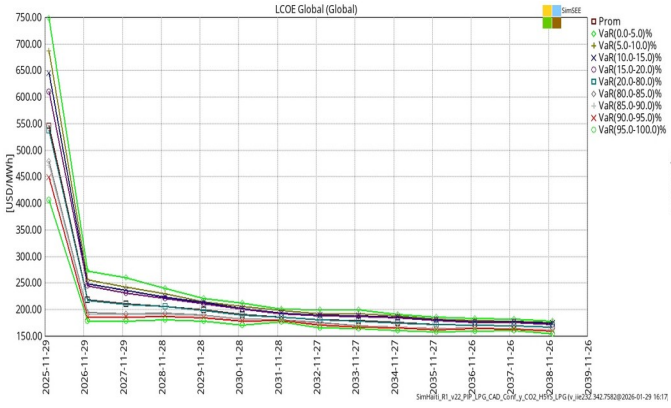
HAID_LPG



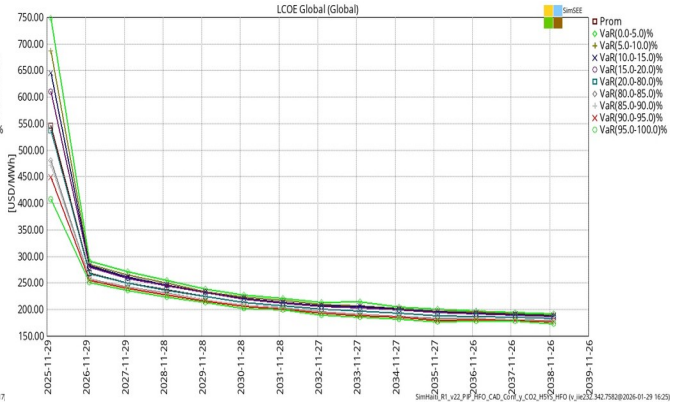
HAID_HFO



H5YS_LPG

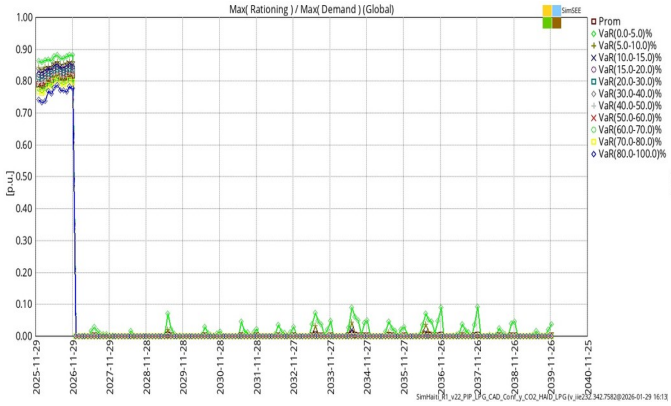


H5YS_HFO

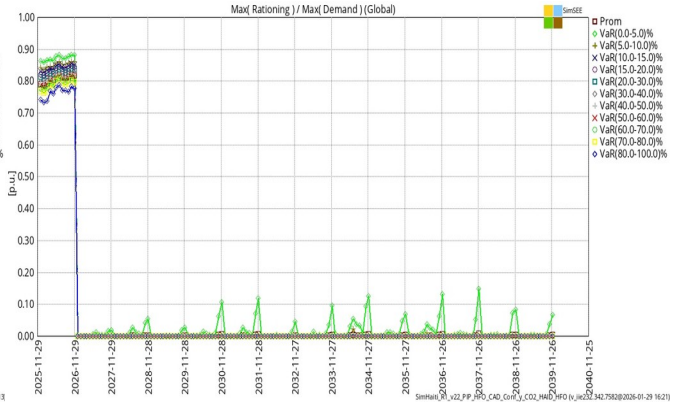


c) Rationnement énergétique pour le réseau régional RN1

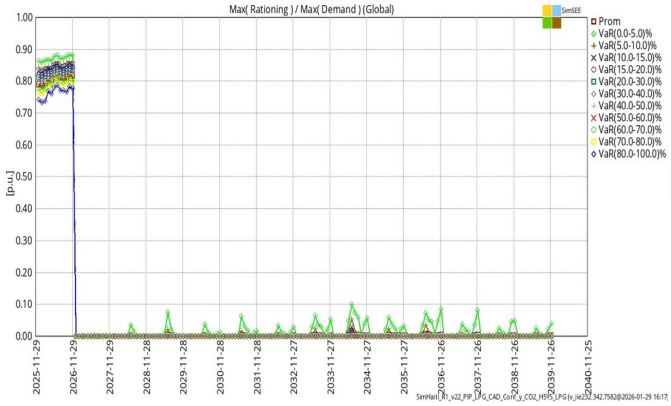
HAID_LPG



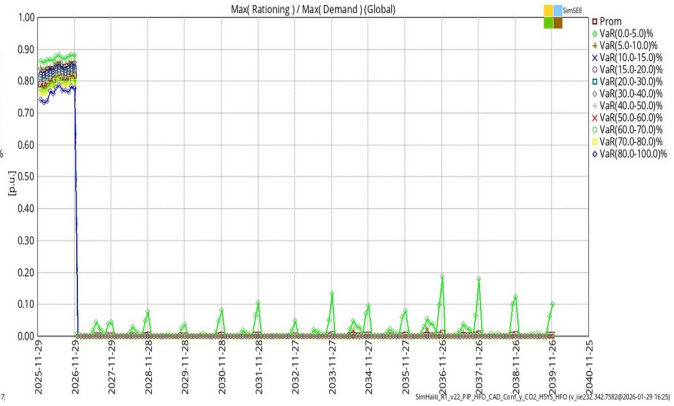
HAID_HFO



H5YS_LPG

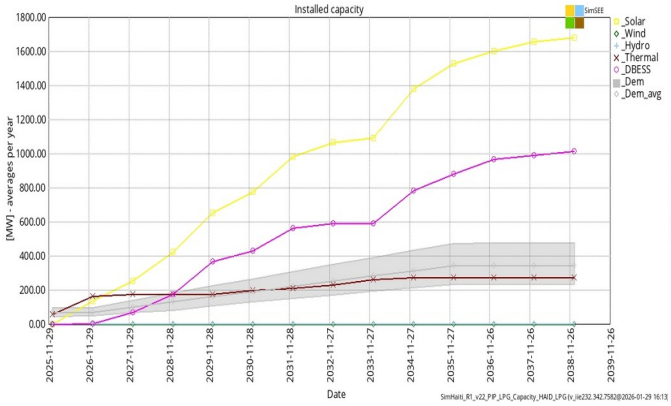


H5YS_HFO

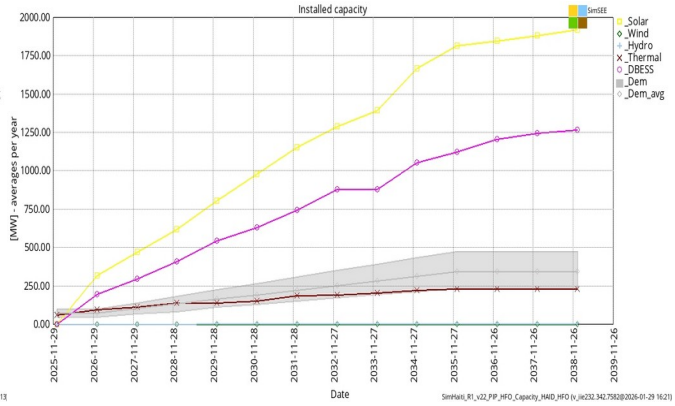


d) Capacité installée et demande au niveau de la production pour le réseau régional RN1

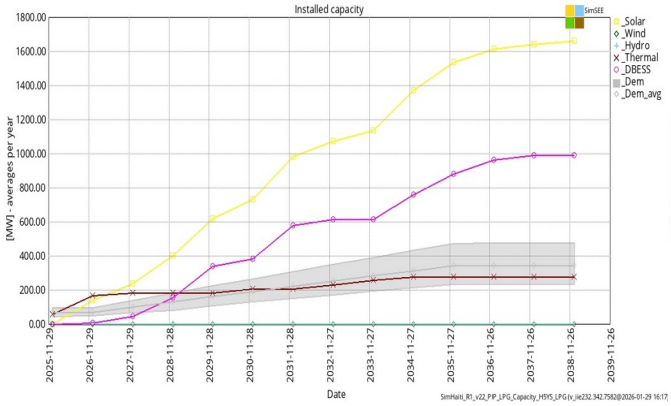
HAID_LPG



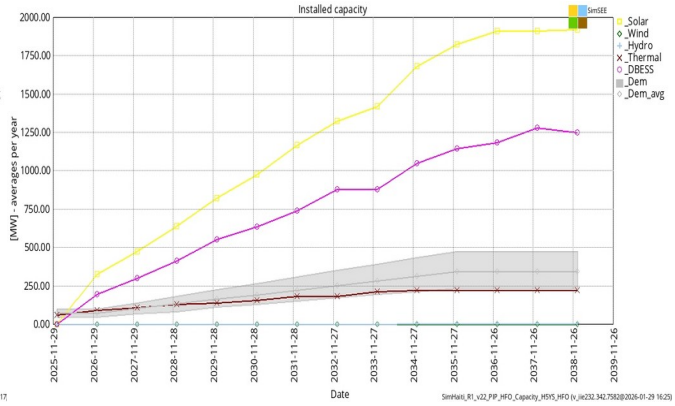
HAID_HFO



H5YS_LPG

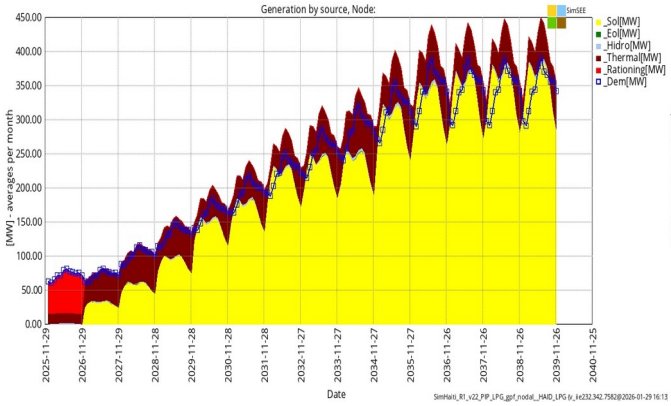


H5YS_HFO

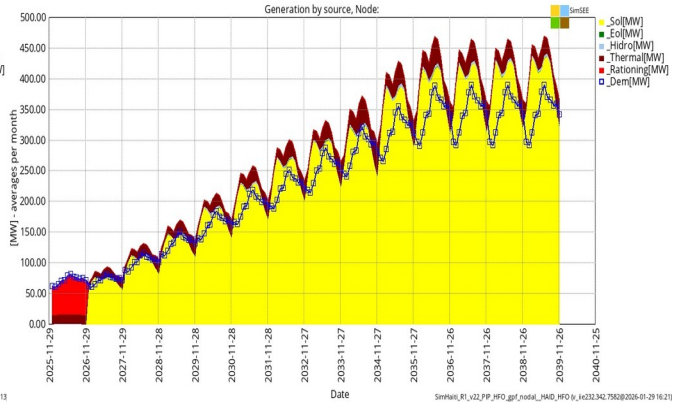


e) Production attendue par ressource pour le réseau régional RN1

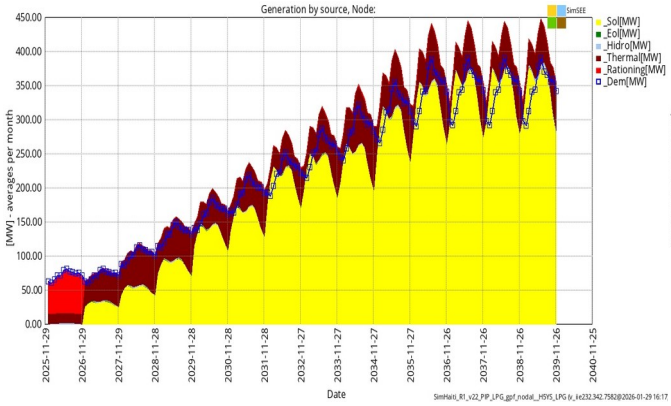
HAID_LPG



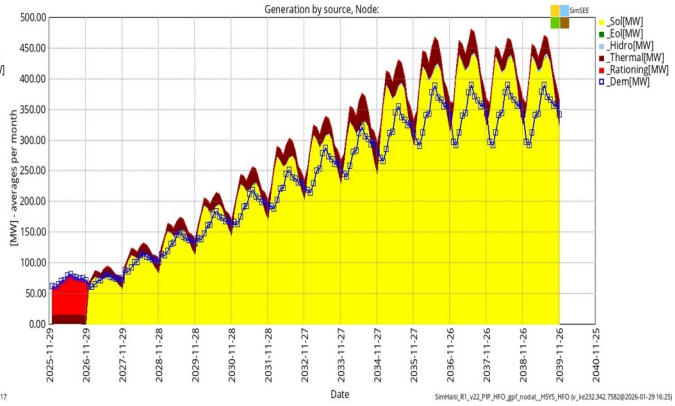
HAID_HFO



H5YS_LPG

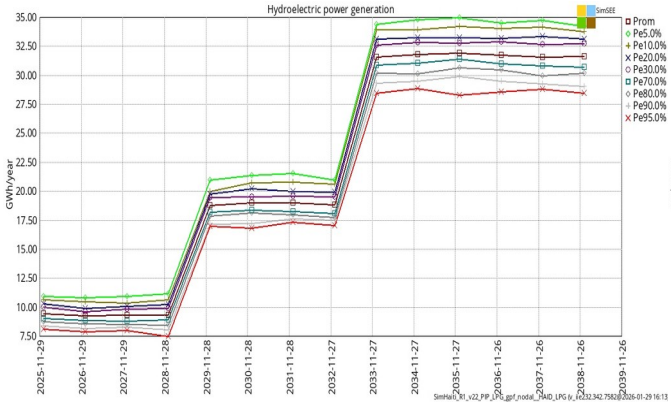


H5YS_HFO

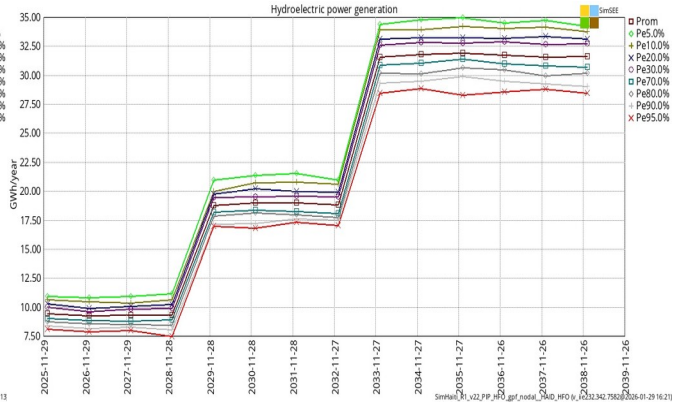


f) Production hydroélectrique annuelle pour le réseau régional RN1

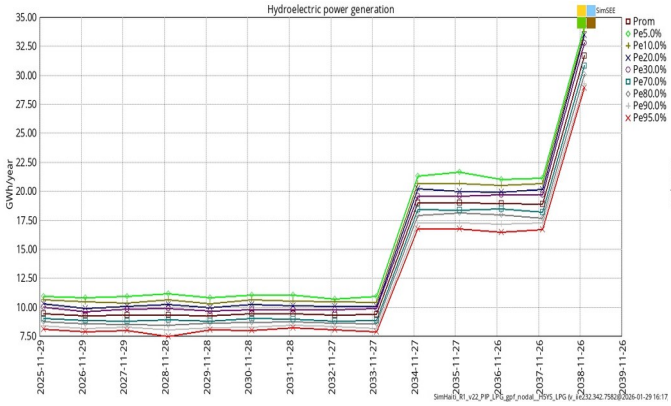
HAID_LPG



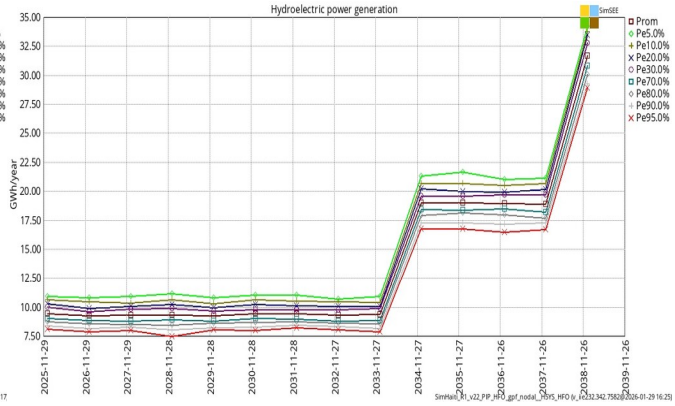
HAID_HFO



H5YS_LPG

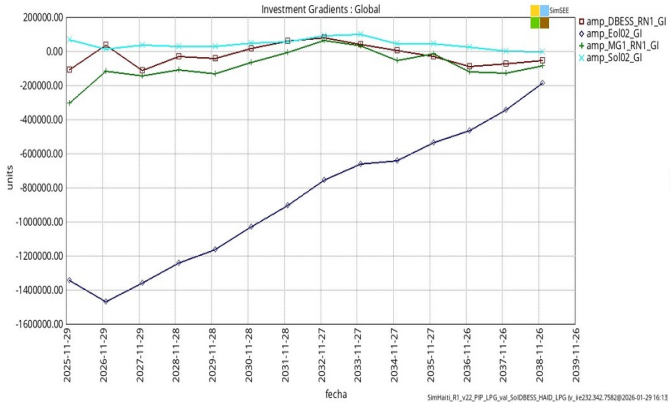


H5YS_HFO

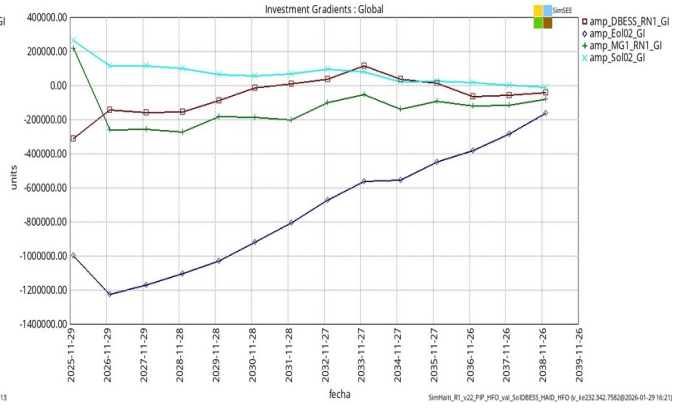


g) Gradients d'investissement pour le réseau régional RN1

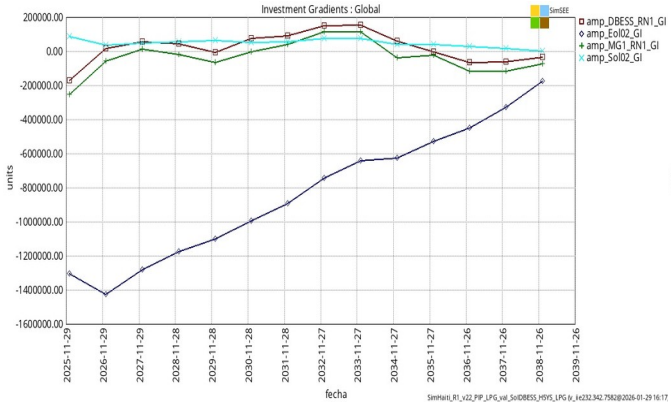
HAID_LPG



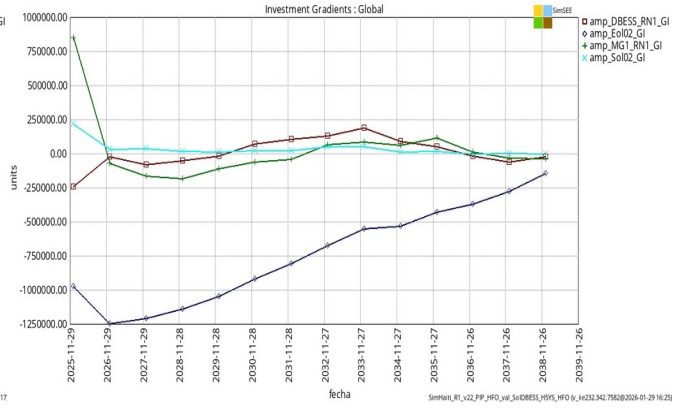
HAID_HFO



H5YS_LPG



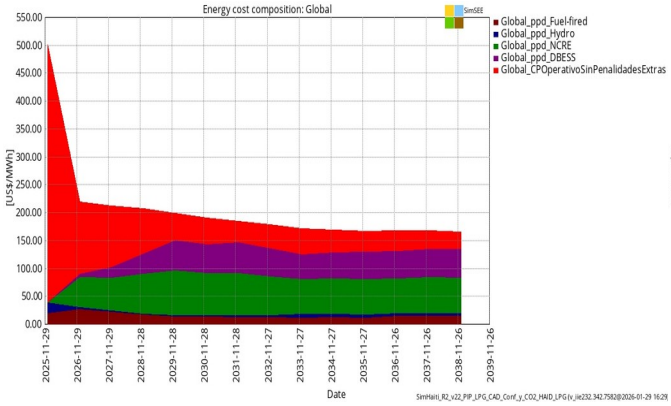
H5YS_HFO



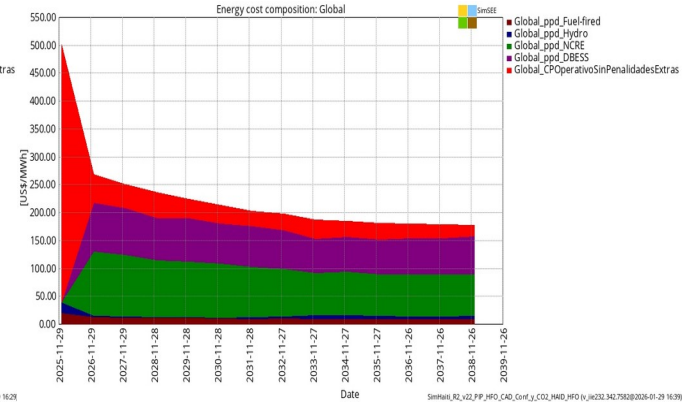
13.4. Résultats pour RN2

a) Composition du coût de production prévu pour le réseau régional RN2

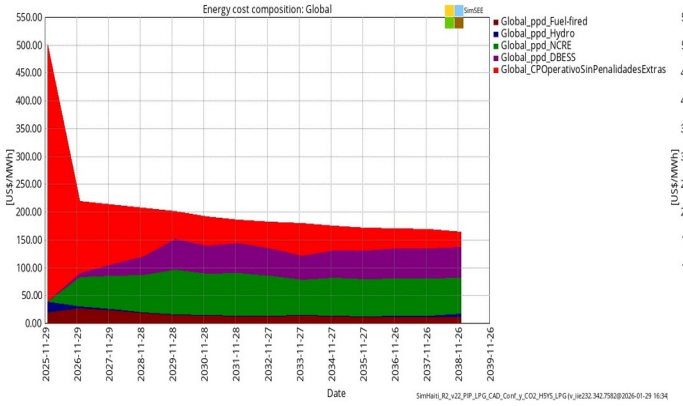
HAID_LPG



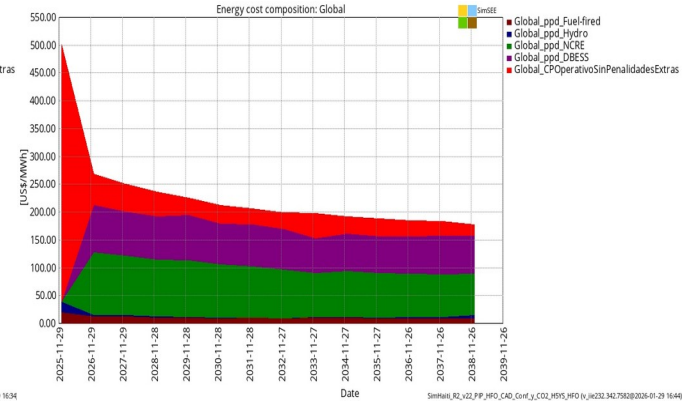
HAID_HFO



H5YS_LPG

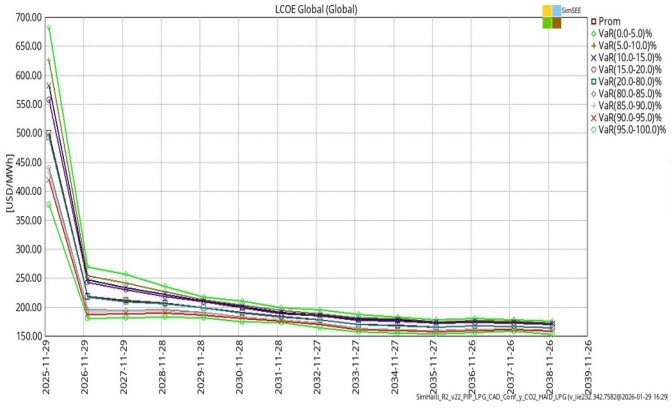


H5YS_HFO

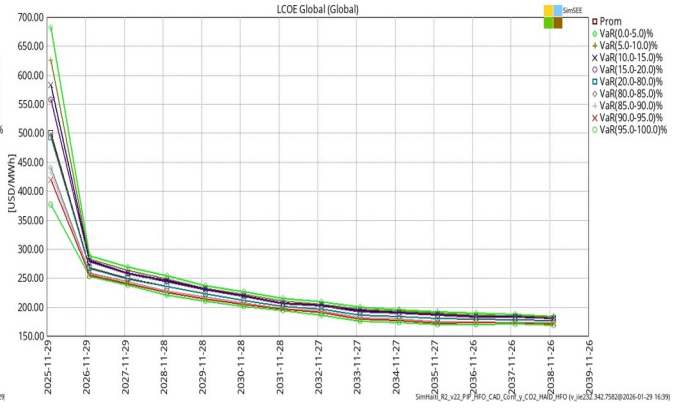


b) Répartition des coûts de production pour le réseau régional RN2

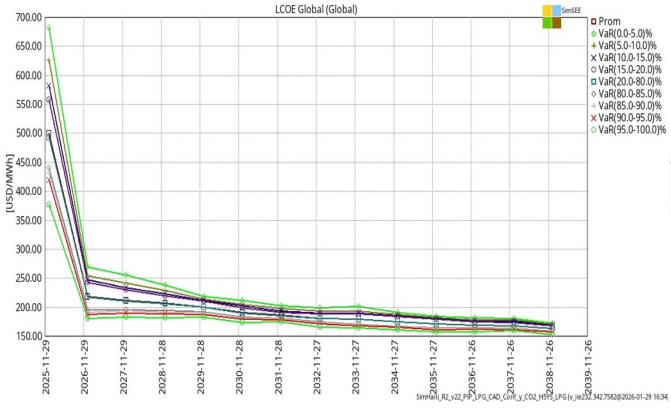
HAID_LPG



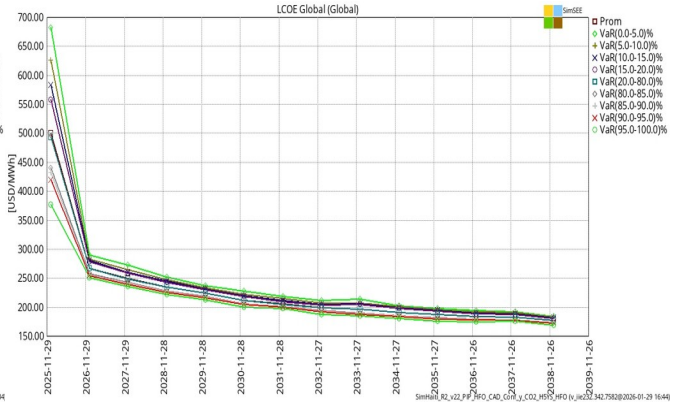
HAID_HFO



H5YS_LPG

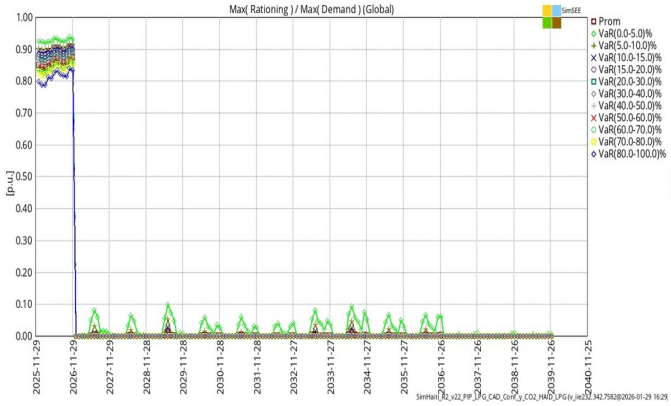


H5YS_HFO

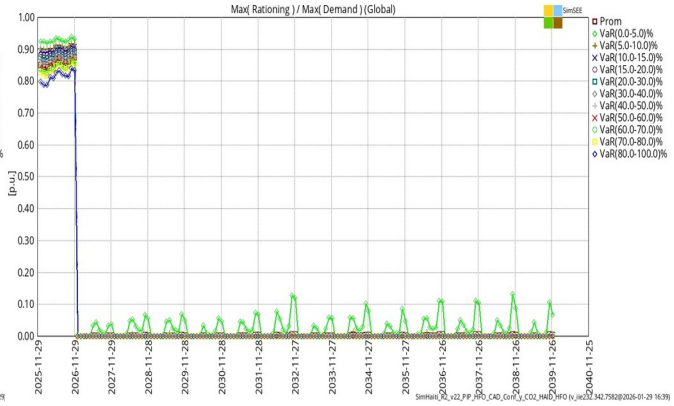


c) Rationnement énergétique pour le réseau régional RN2

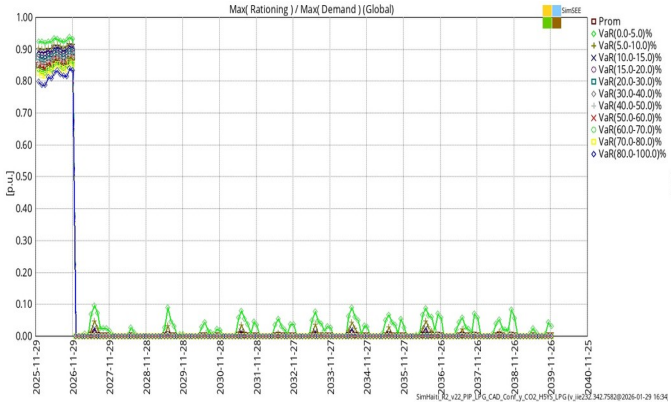
HAID_LPG



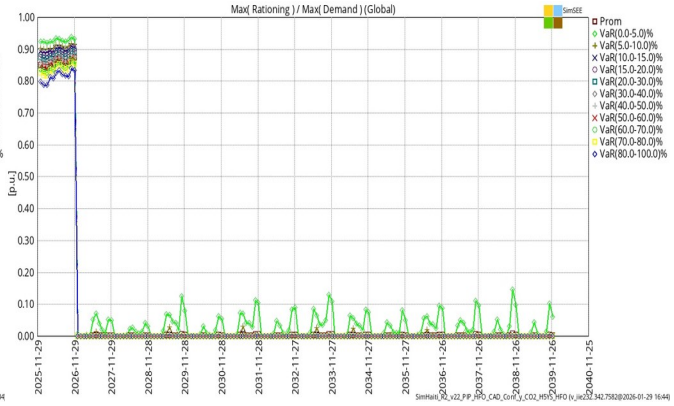
HAID_HFO



H5YS_LPG

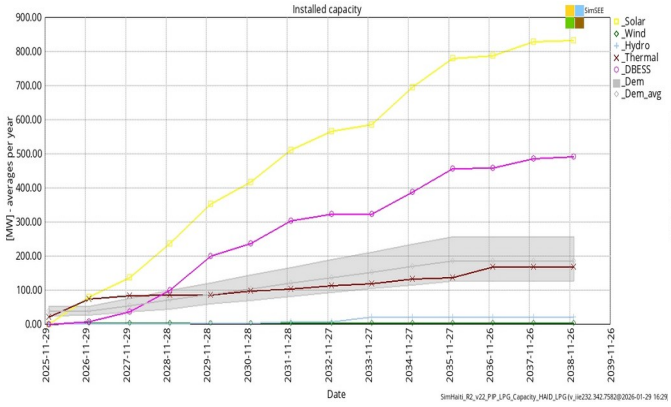


H5YS_HFO

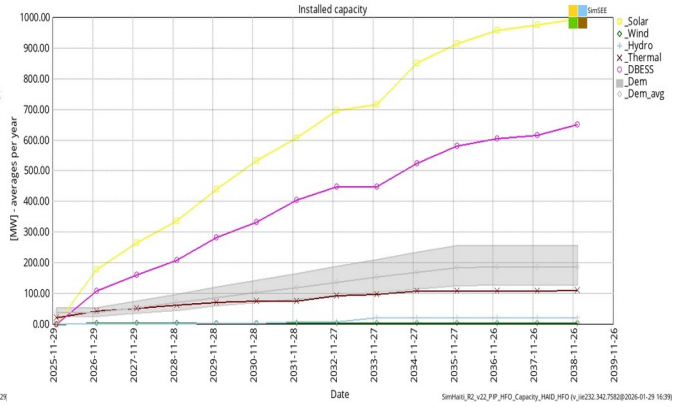


d) Capacité installée et demande au niveau de la production pour le réseau régional RN2

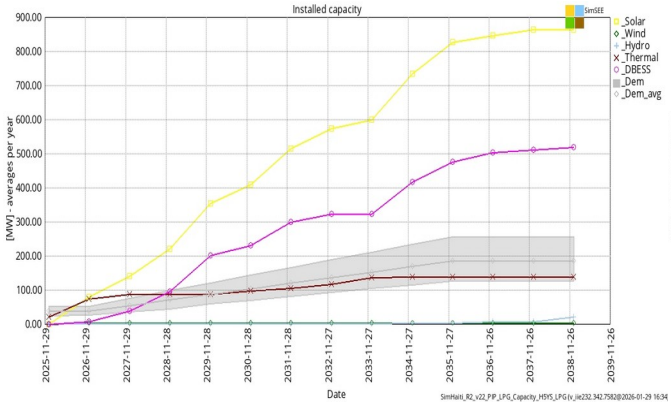
HAID_LPG



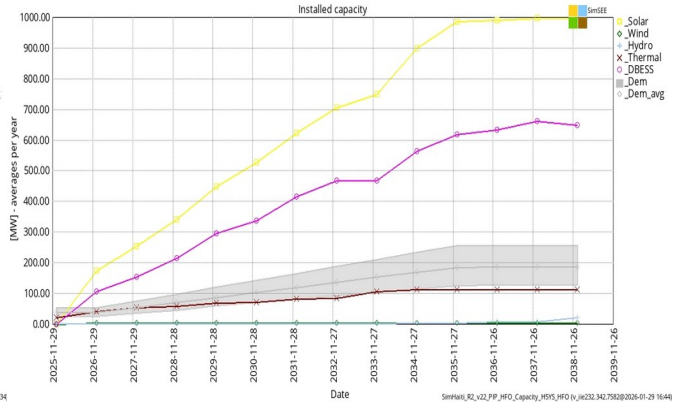
HAID_HFO



H5YS_LPG

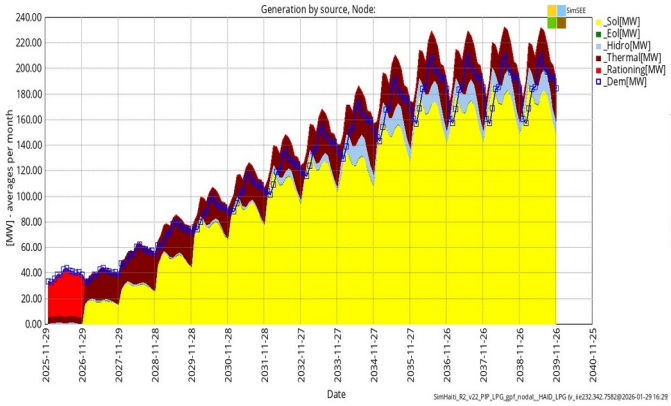


H5YS_HFO

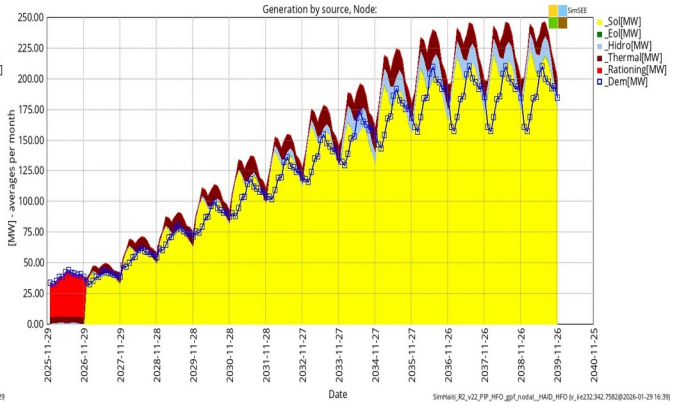


e) Production attendue par ressource pour le réseau régional RN2

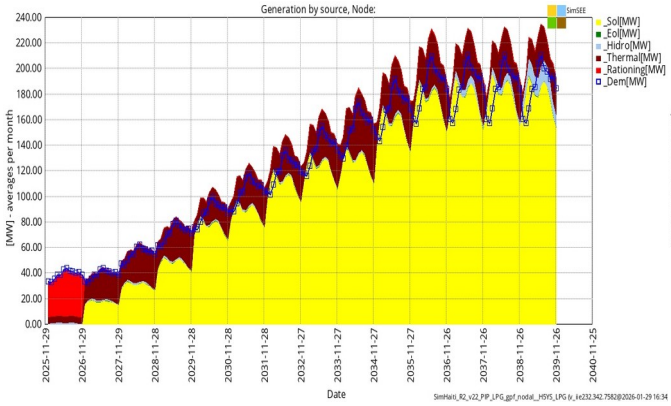
HAID_LPG



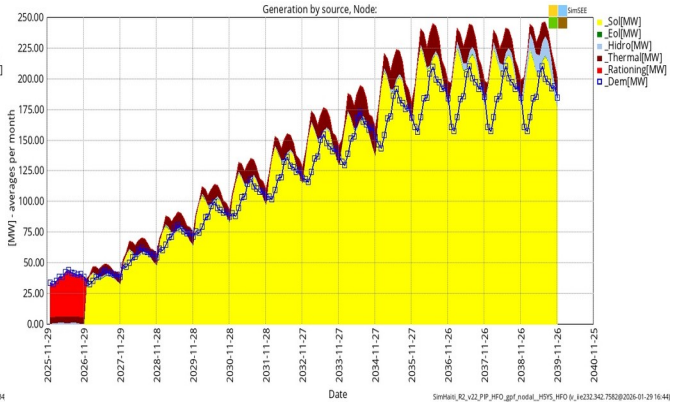
HAID_HFO



H5YS_LPG

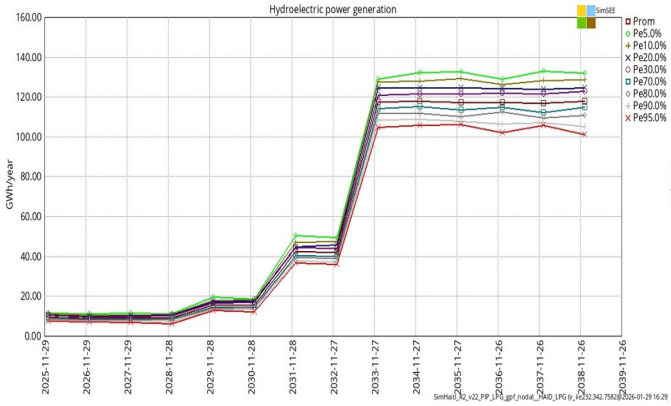


H5YS_HFO

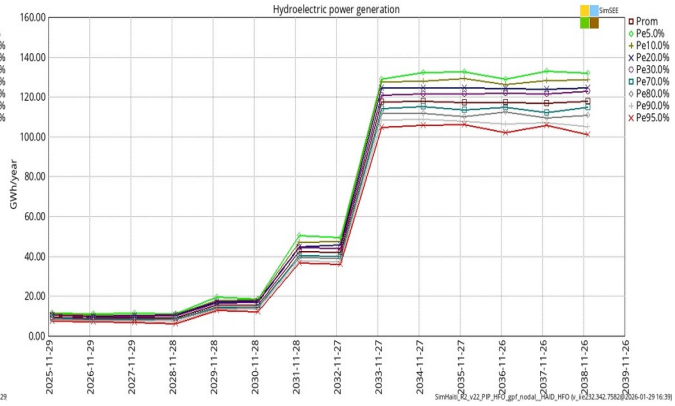


f) Production hydroélectrique annuelle pour le réseau régional RN2

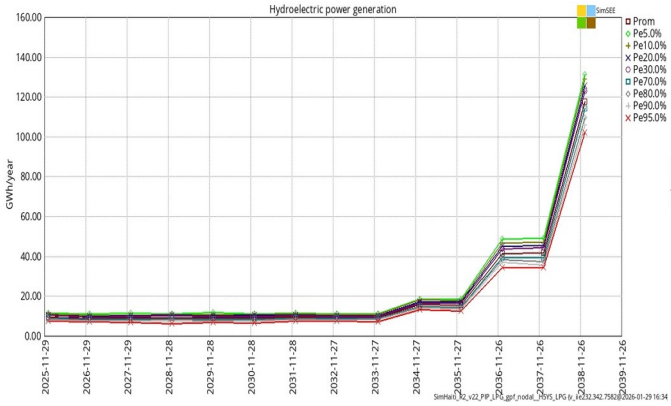
HAID_LPG



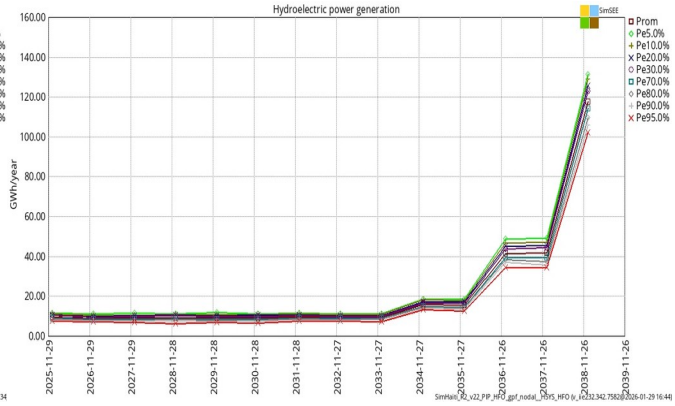
HAID_HFO



H5YS_LPG

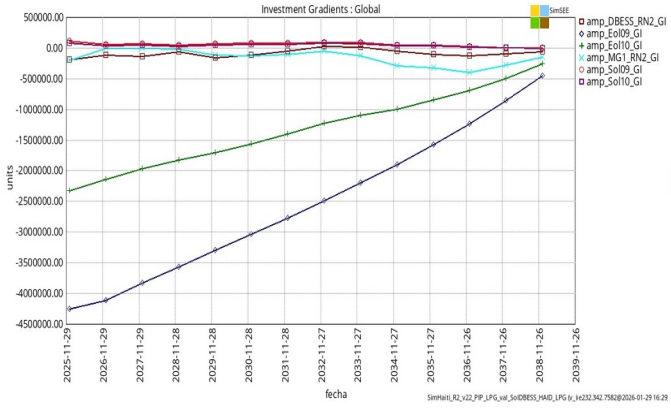


H5YS_HFO

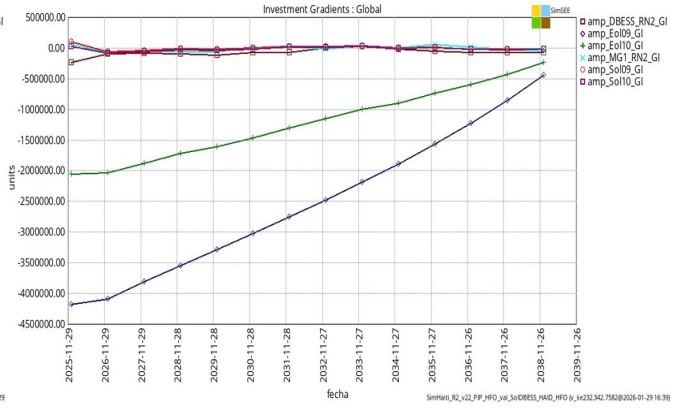


g) Gradients d'investissement pour le réseau régional RN2

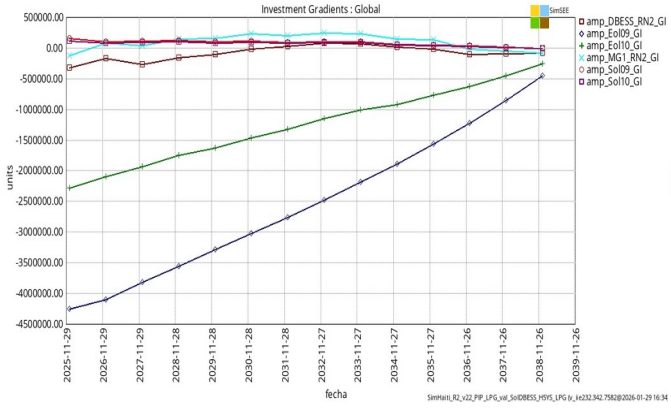
HAID_LPG



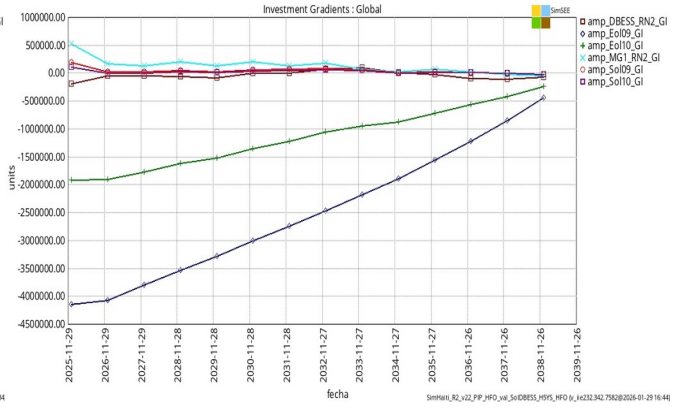
HAID_HFO



H5YS_LPG



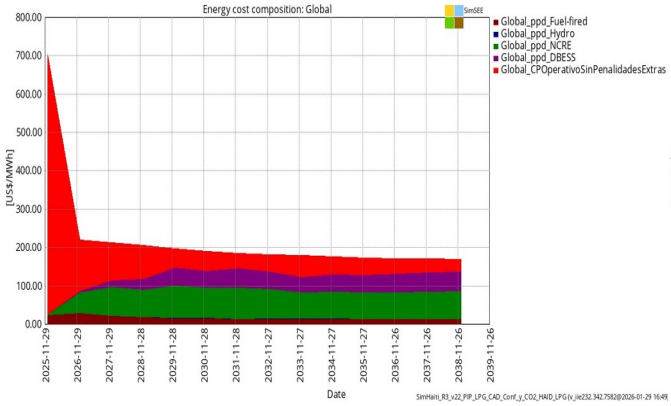
H5YS_HFO



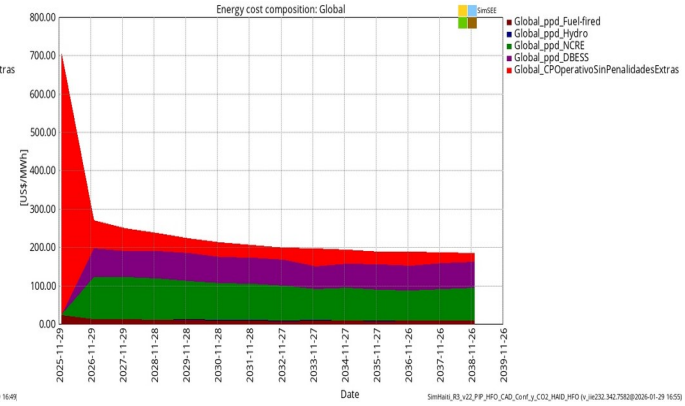
13.5. Résultats pour RN3

a) Composition du coût de production prévu pour le réseau régional RN3

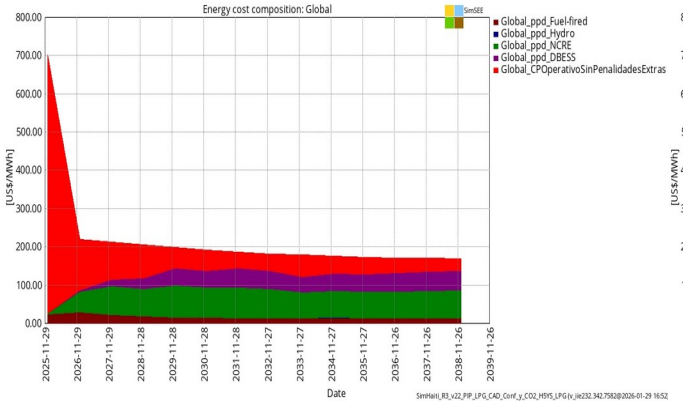
HAID_LPG



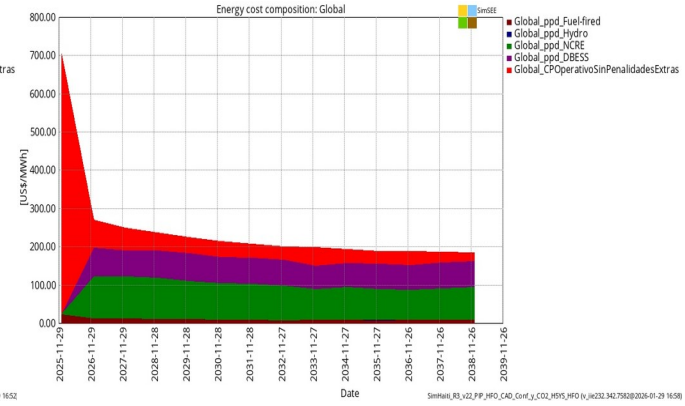
HAID_HFO



H5YS_LPG

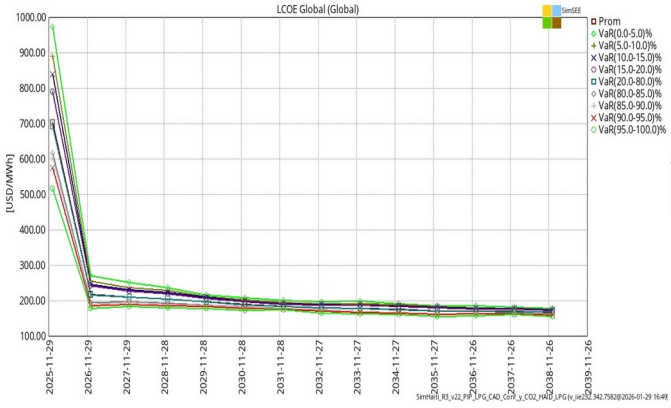


H5YS_HFO

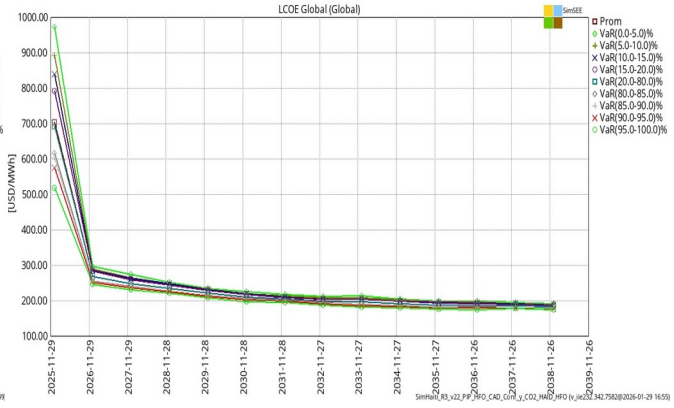


b) Répartition des coûts de production pour le réseau régional RN3

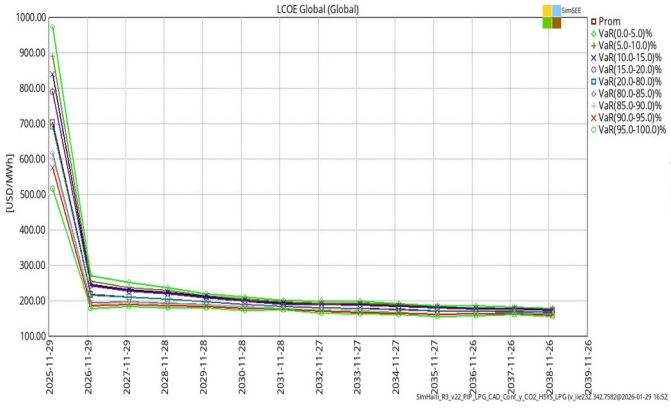
HAID_LPG



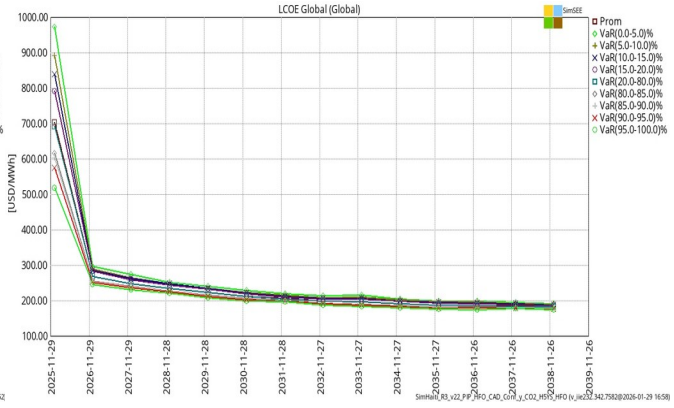
HAID_HFO



H5YS_LPG

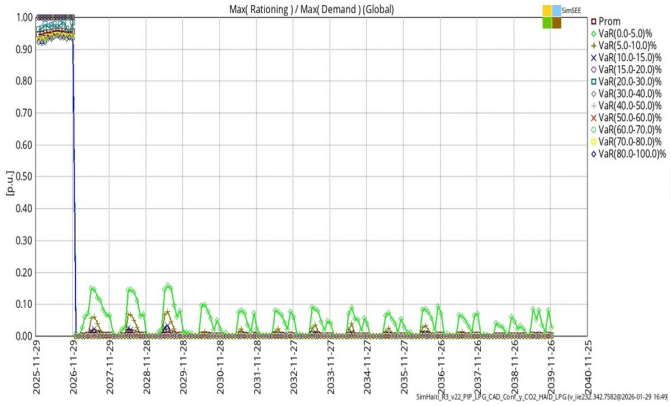


H5YS_HFO

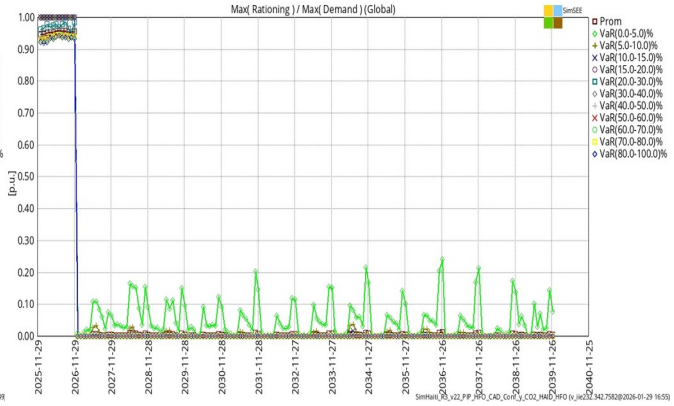


c) Rationnement énergétique pour le réseau régional RN3

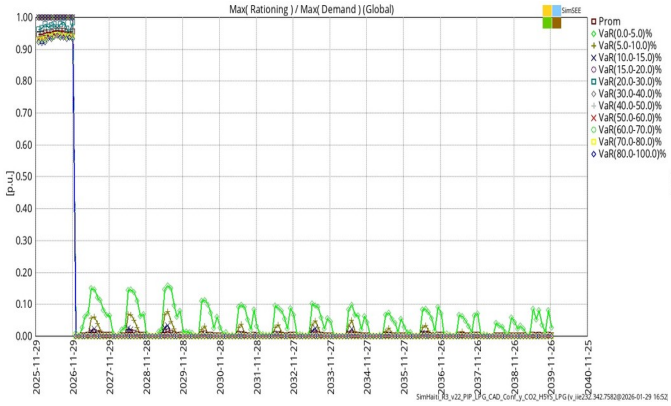
HAID_LPG



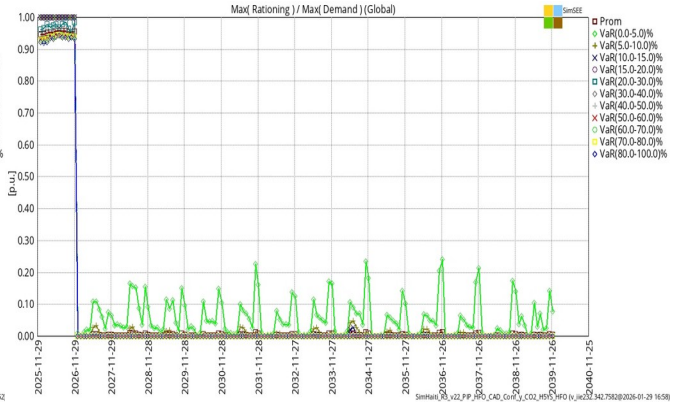
HAID_HFO



H5YS_LPG

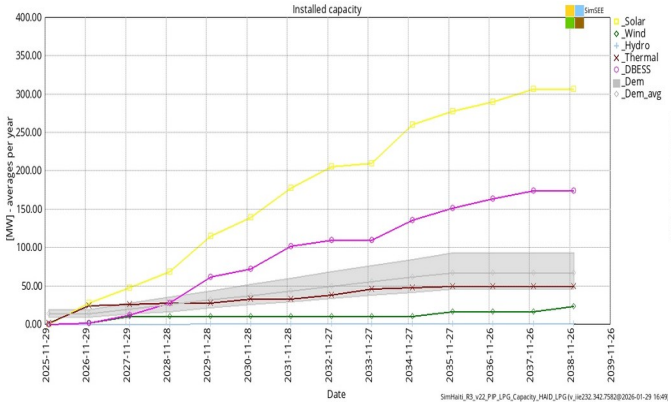


H5YS_HFO

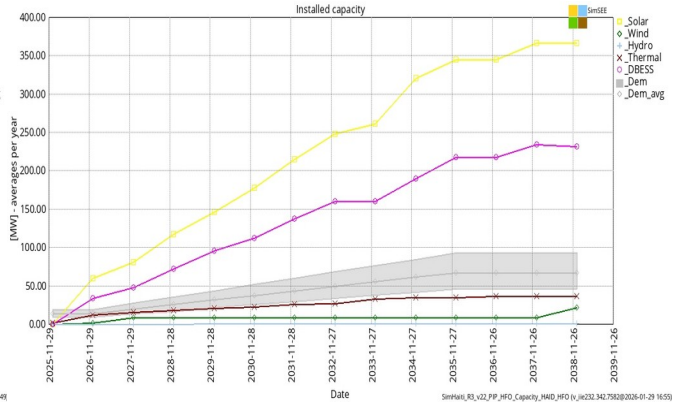


d) Capacité installée et demande au niveau de la production pour le réseau régional RN3

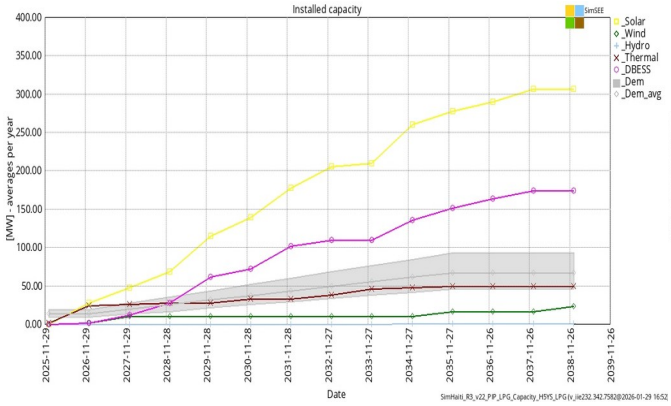
HAID_LPG



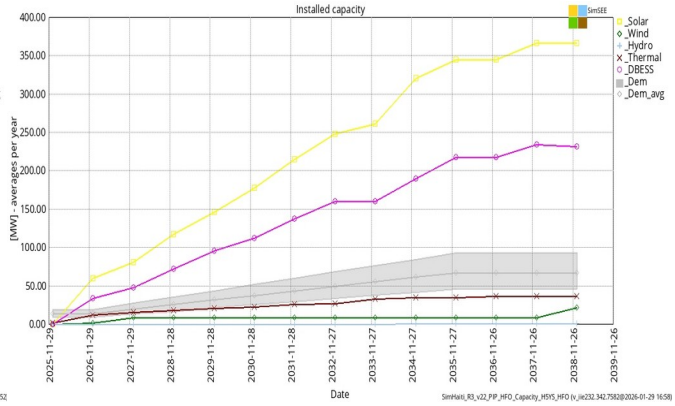
HAID_HFO



H5YS_LPG

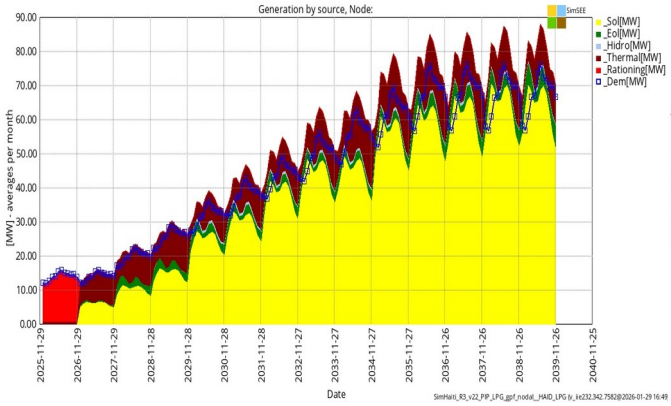


H5YS_HFO

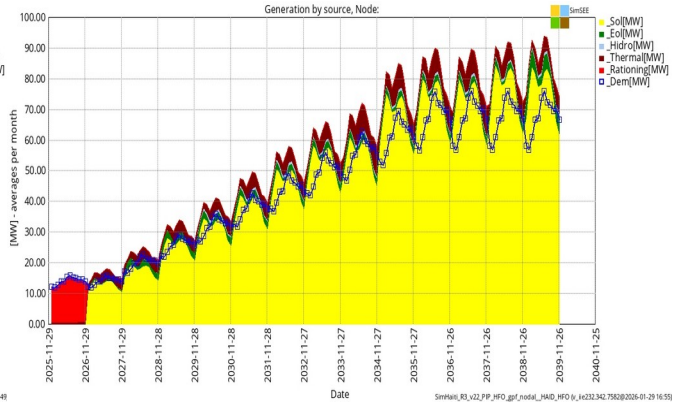


e) Production attendue par ressource pour le réseau régional RN3

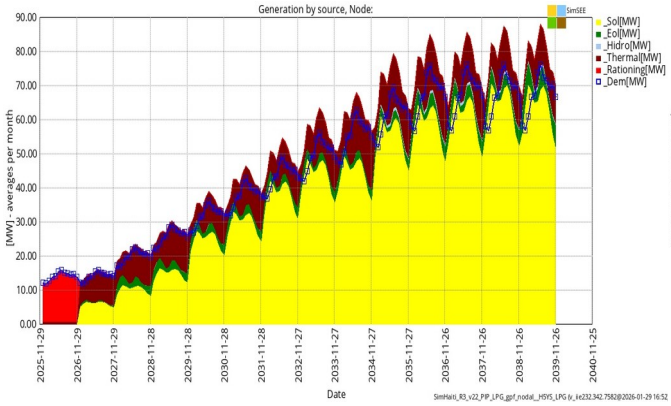
HAID_LPG



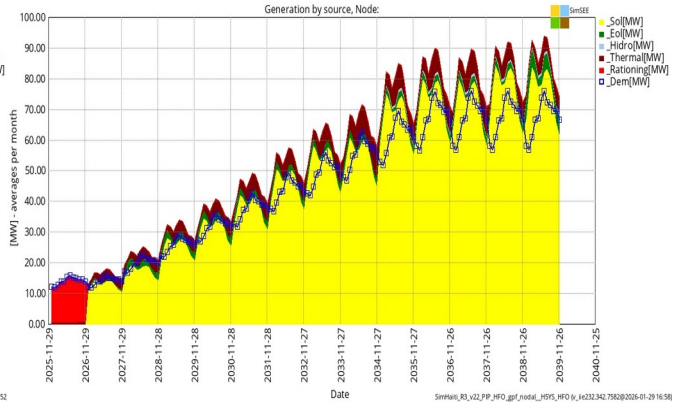
HAID_HFO



H5YS_LPG

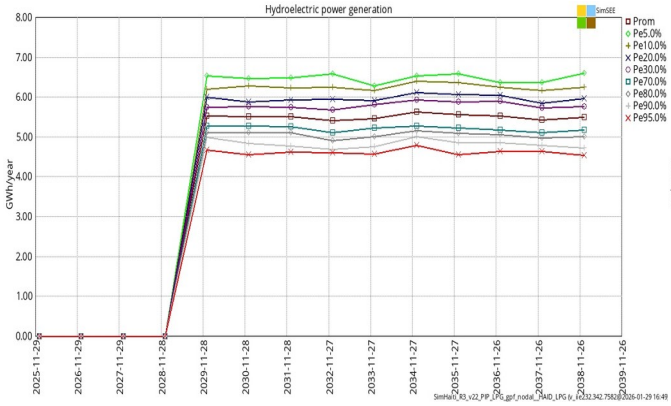


H5YS_HFO

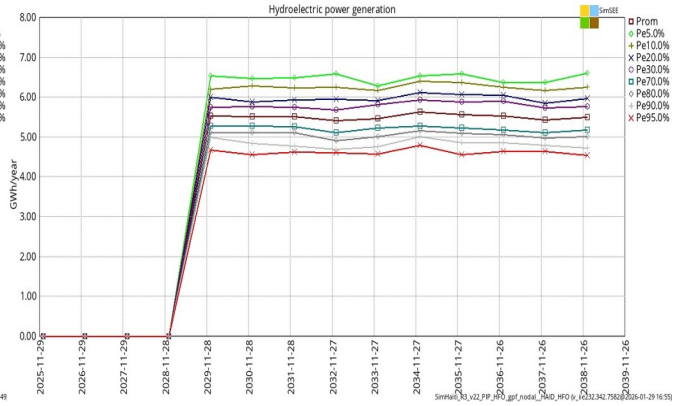


f) Production hydroélectrique annuelle pour le réseau régional RN3

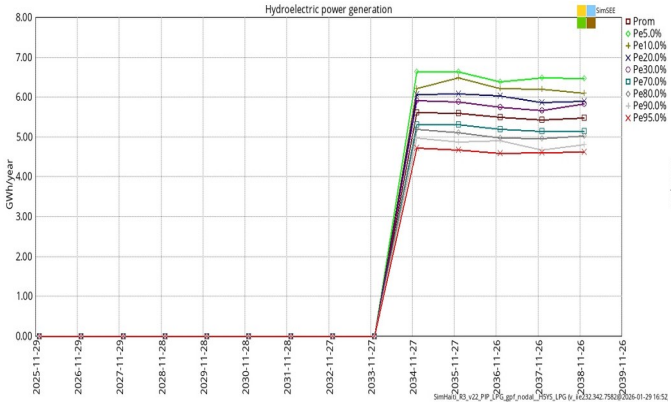
HAID_LPG



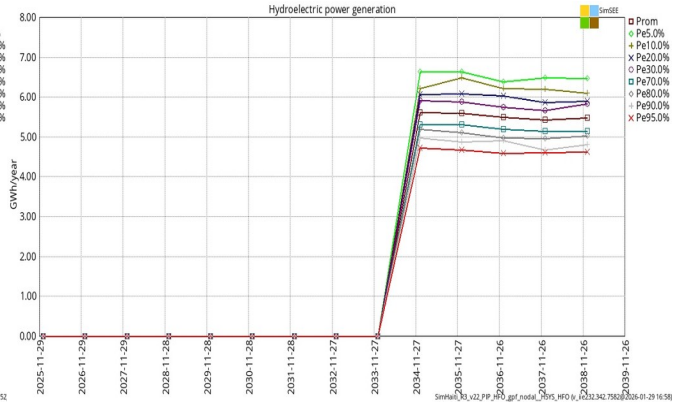
HAID_HFO



H5YS_LPG

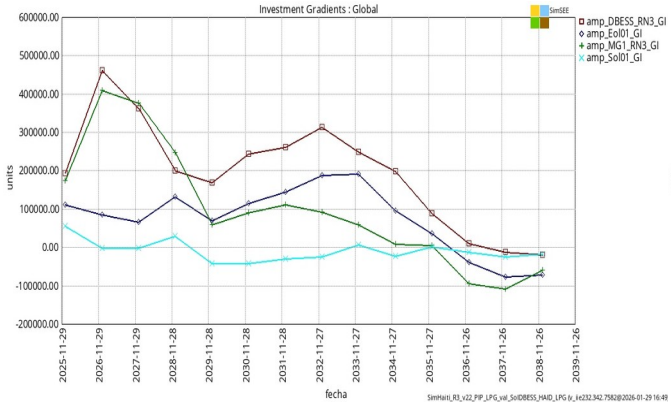


H5YS_HFO

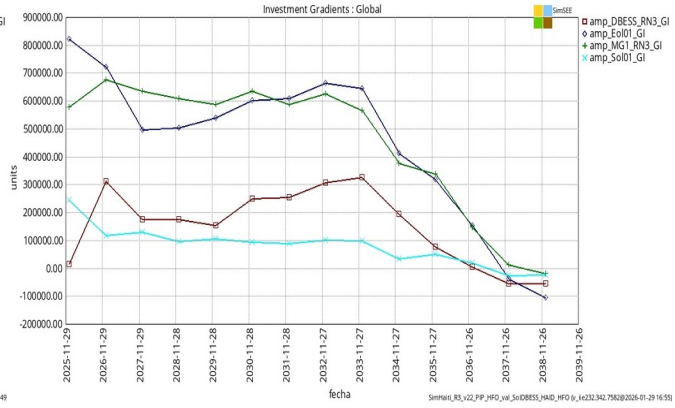


g) Gradients d'investissement pour le réseau régional RN3

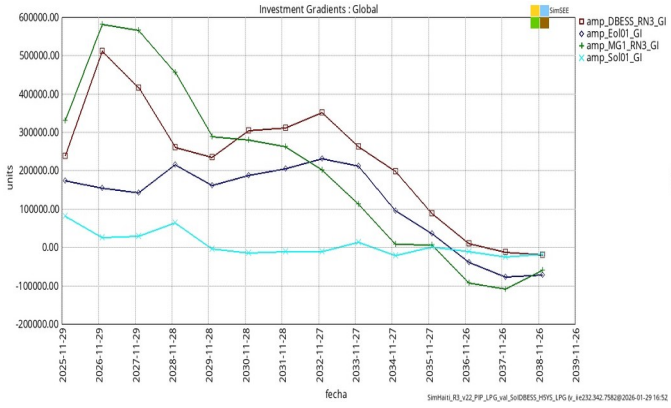
HAID_LPG



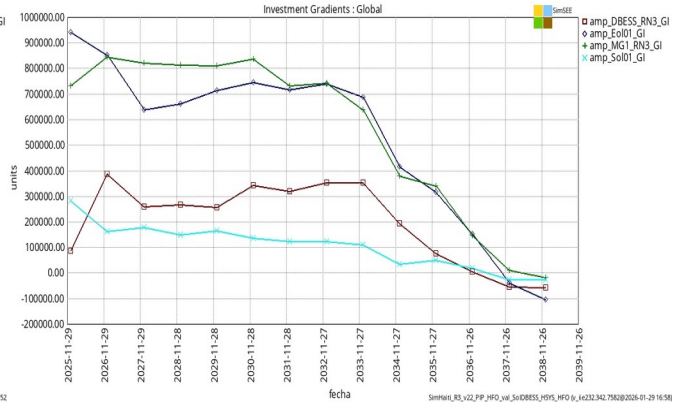
HAID_HFO



H5YS_LPG



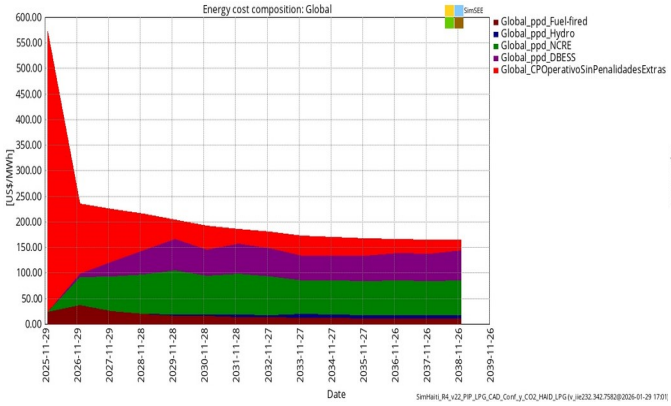
H5YS_HFO



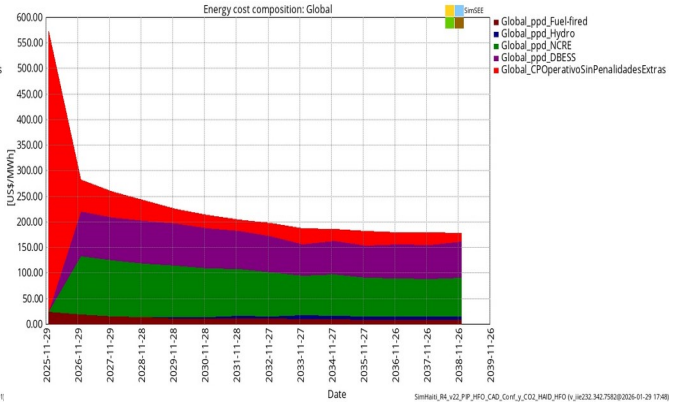
13.6. Résultats pour RN4

a) Composition du coût de production prévu pour le réseau régional RN4

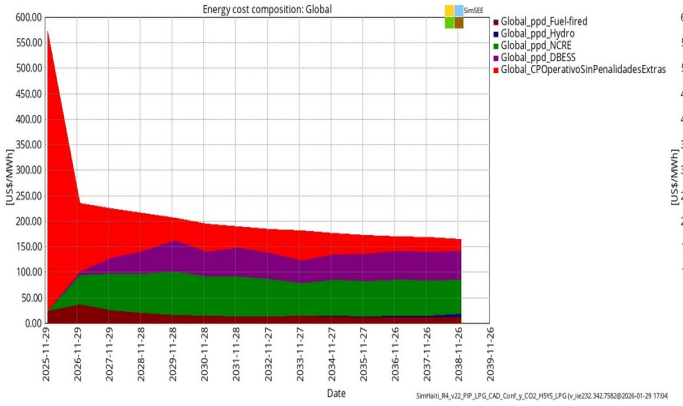
HAID_LPG



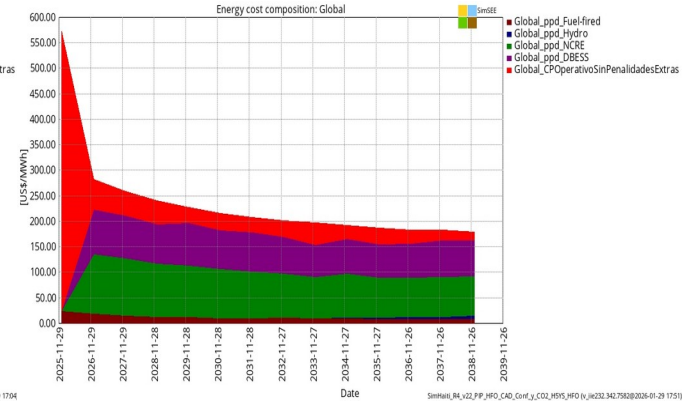
HAID_HFO



H5YS_LPG

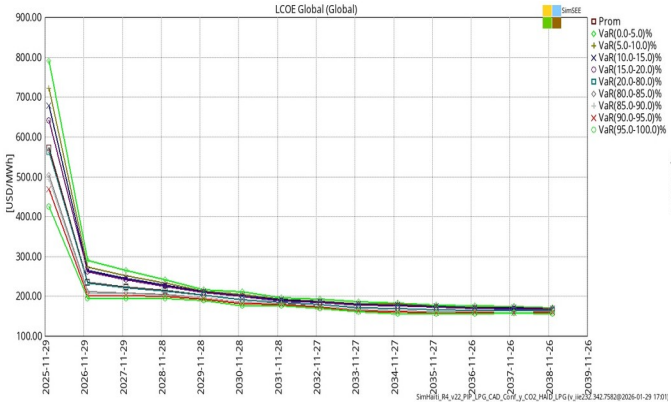


H5YS_HFO

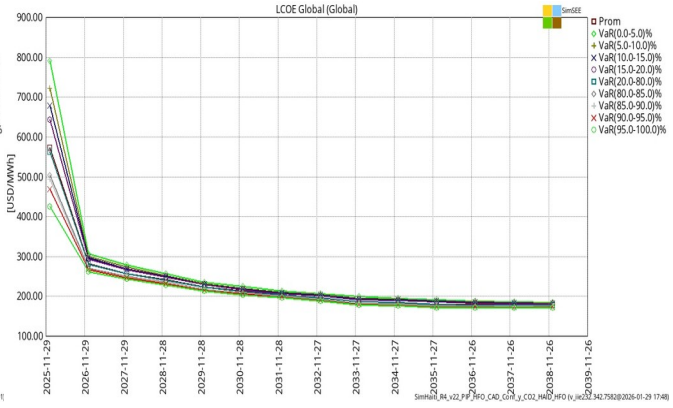


b) Répartition des coûts de production pour le réseau régional RN4

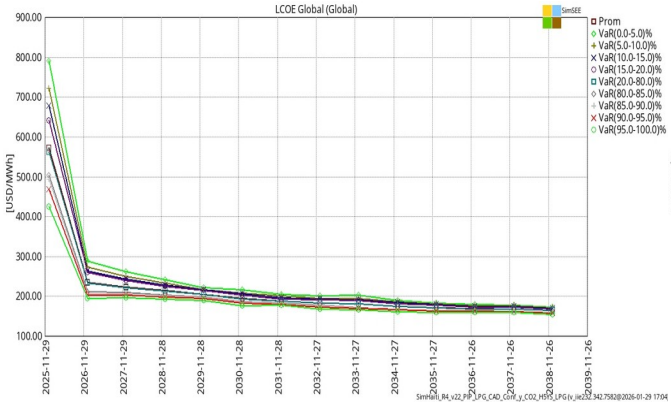
HAID_LPG



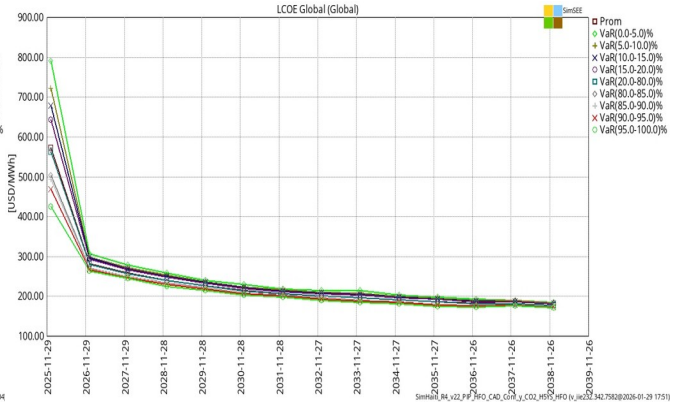
HAID_HFO



H5YS_LPG

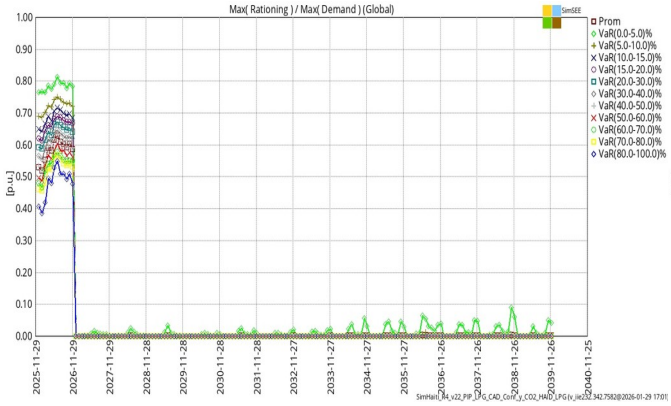


H5YS_HFO

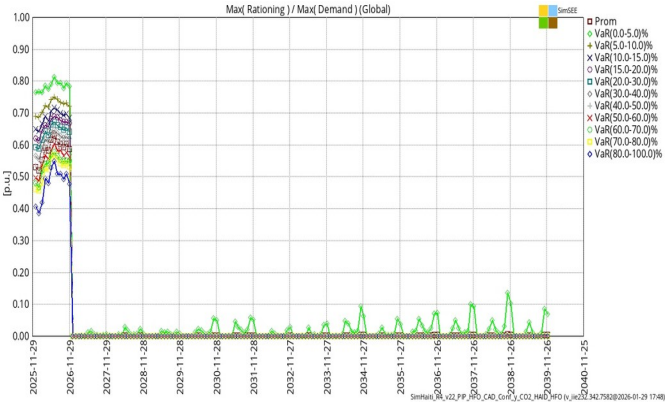


c) Rationnement énergétique pour le réseau régional RN4

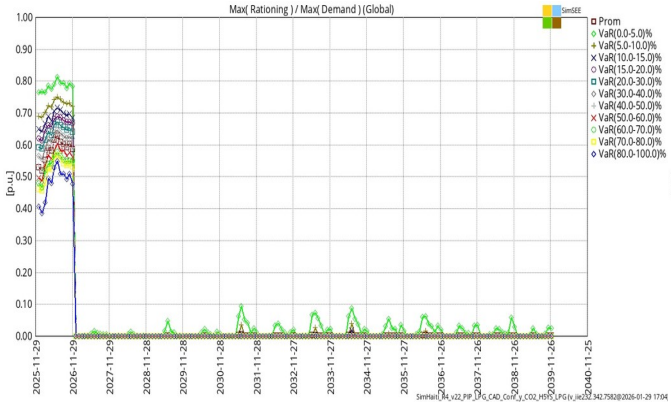
HAID_LPG



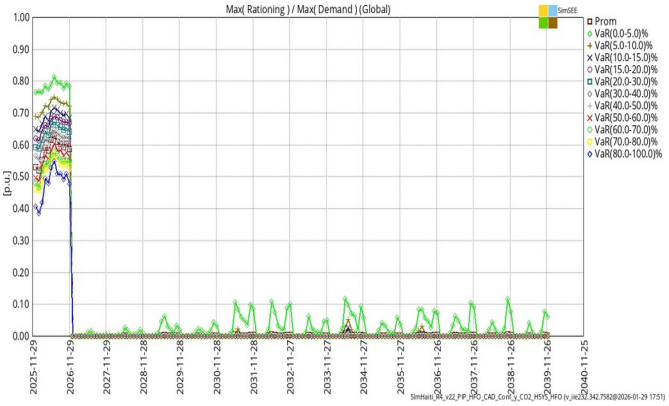
HAID_HFO



H5YS_LPG

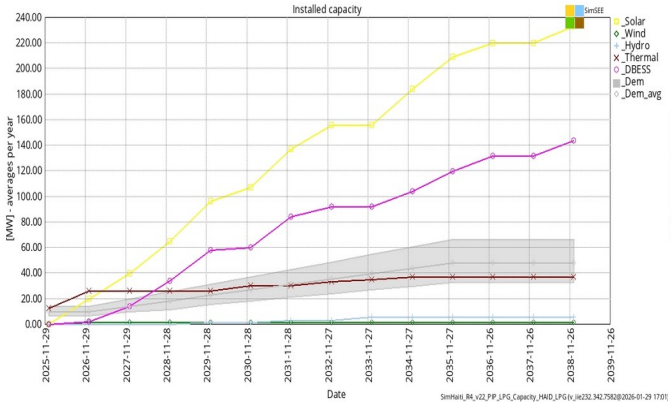


H5YS_HFO

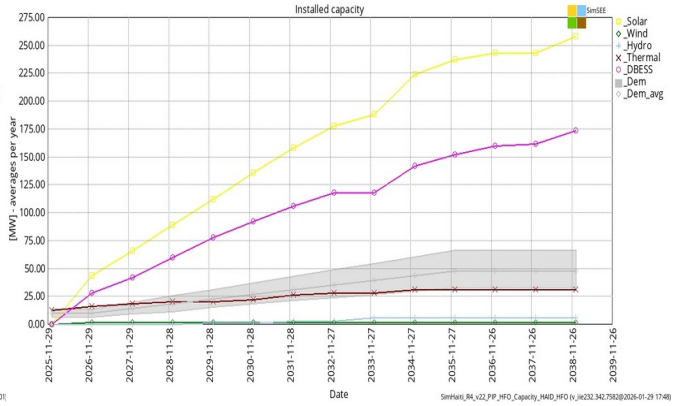


d) Capacité installée et demande au niveau de la production pour le réseau régional RN4

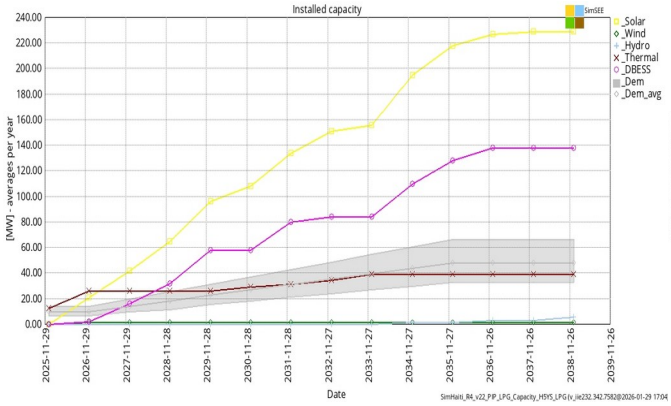
HAID_LPG



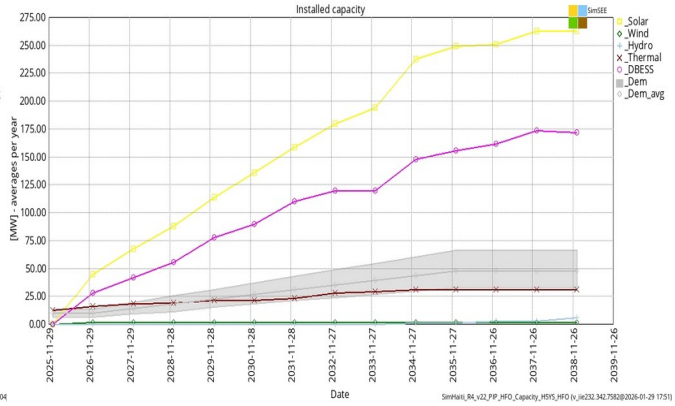
HAID_HFO



H5YS_LPG

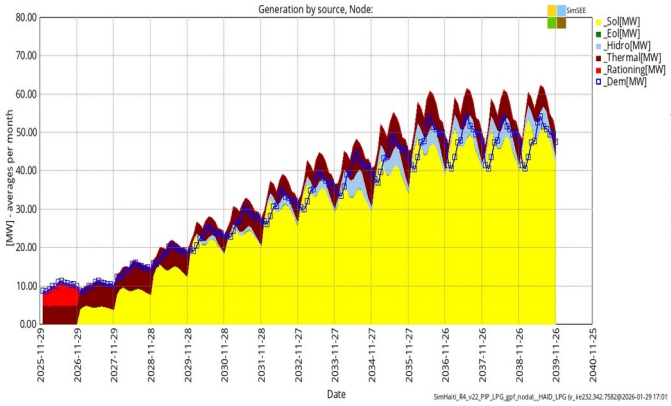


H5YS_HFO

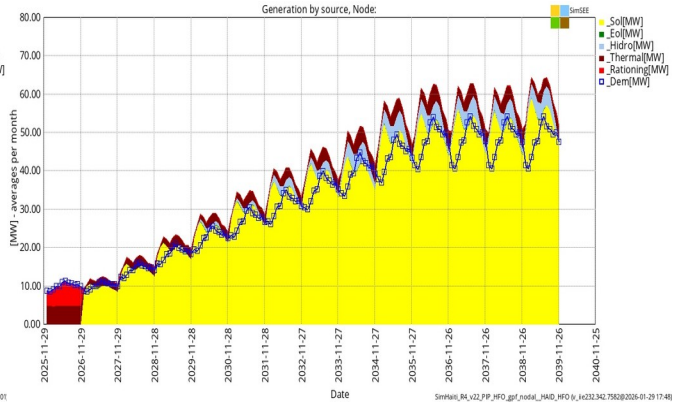


e) Production attendue par ressource pour le réseau régional RN4

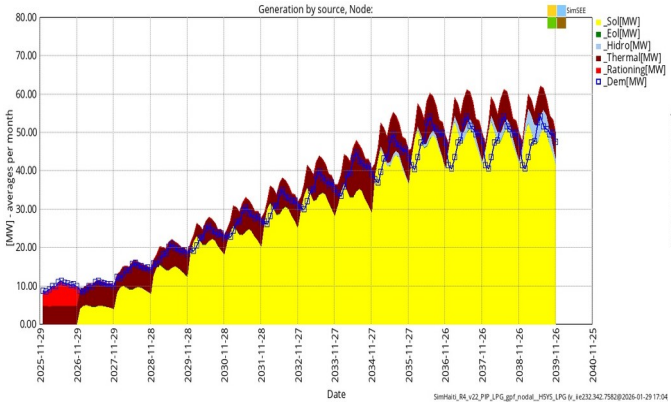
HAID_LPG



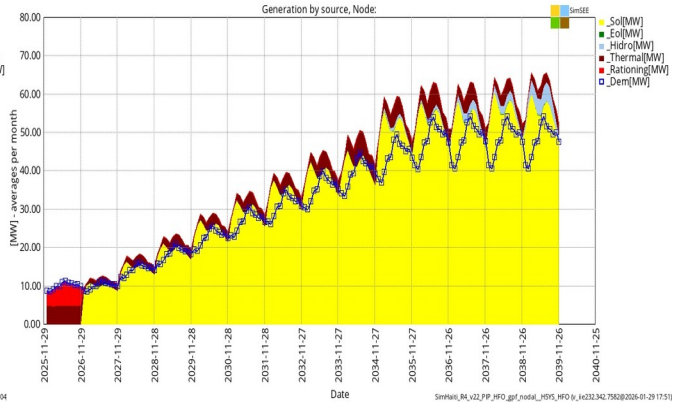
HAID_HFO



H5YS_LPG

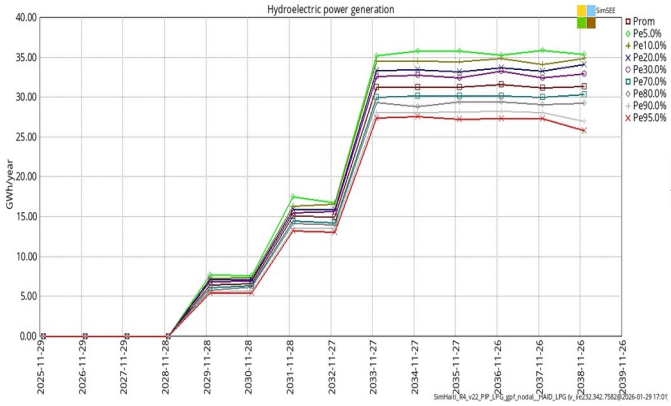


H5YS_HFO

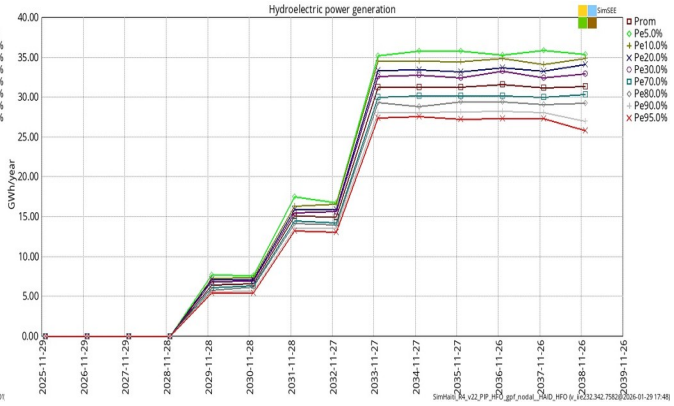


f) Production hydroélectrique annuelle pour le réseau régional RN4

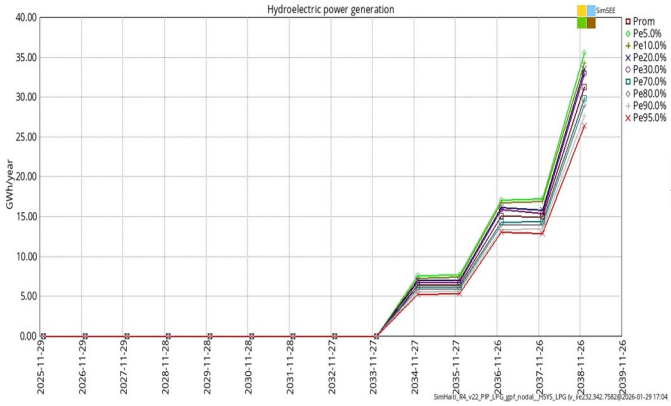
HAID_LPG



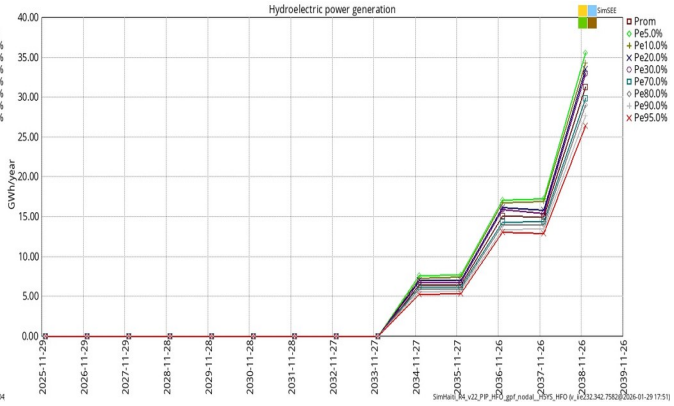
HAID_HFO



H5YS_LPG

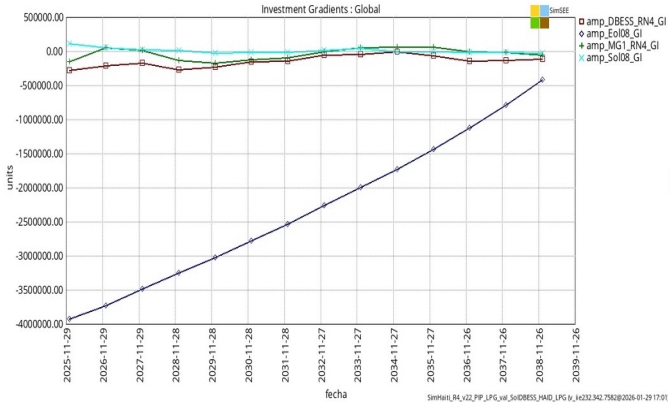


H5YS_HFO

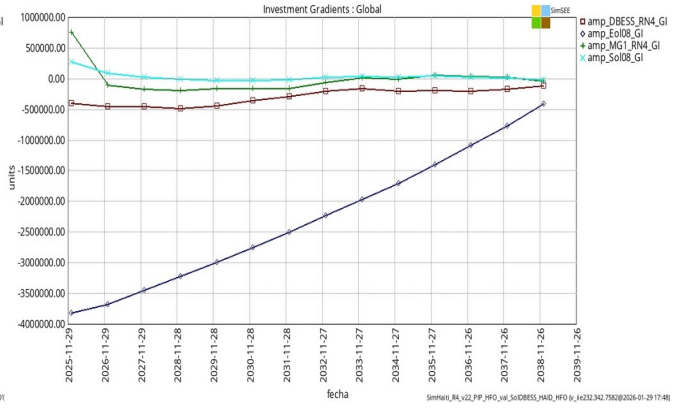


g) Gradients d'investissement pour le réseau régional RN4

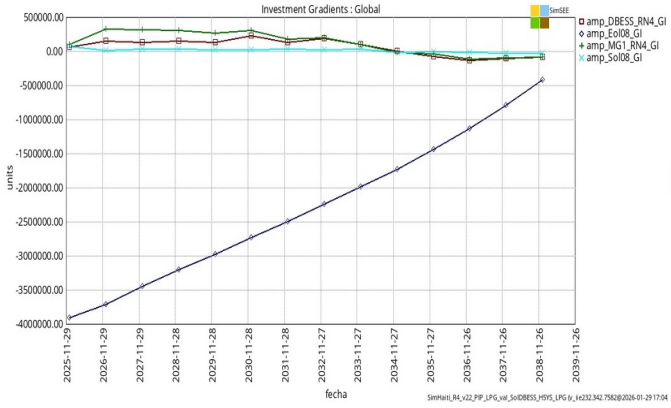
HAID_LPG



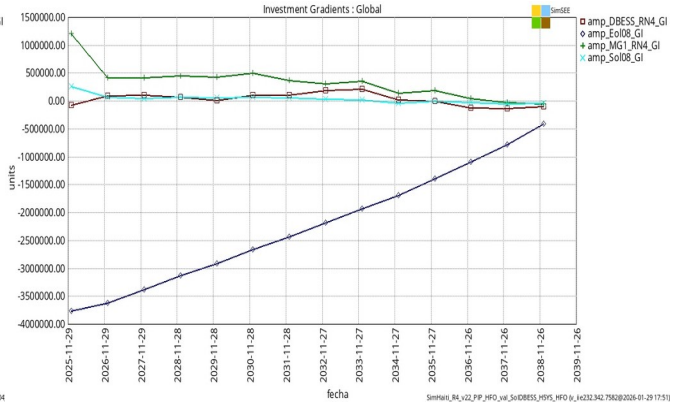
HAID_HFO



H5YS_LPG



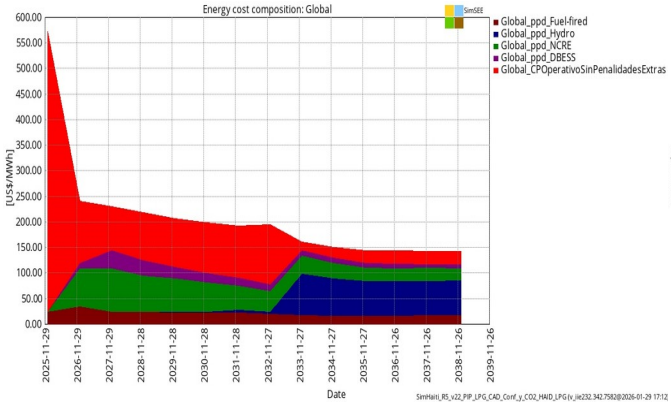
H5YS_HFO



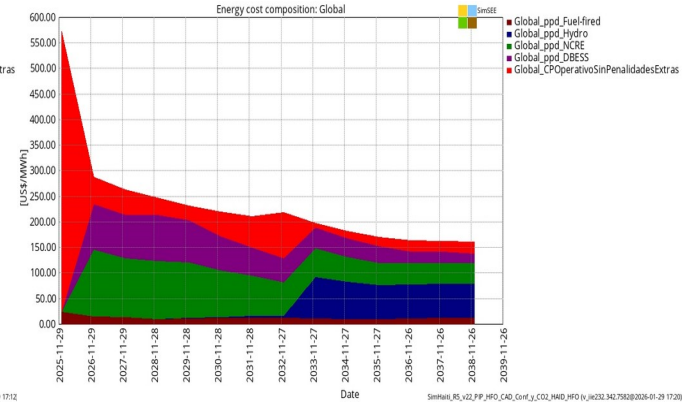
13.7. Résultats pour RN5

a) Composition du coût de production prévu pour le réseau régional RN5

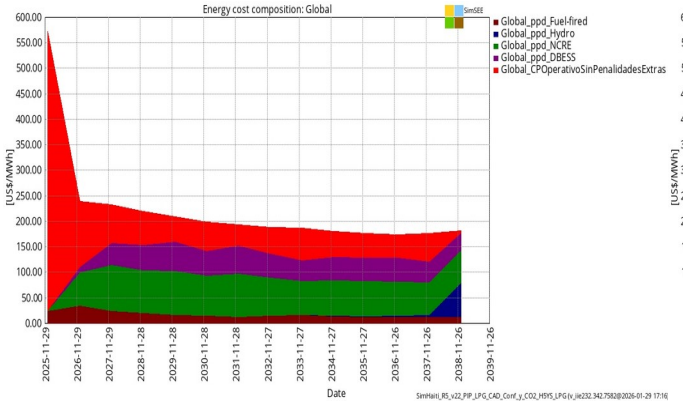
HAID_LPG



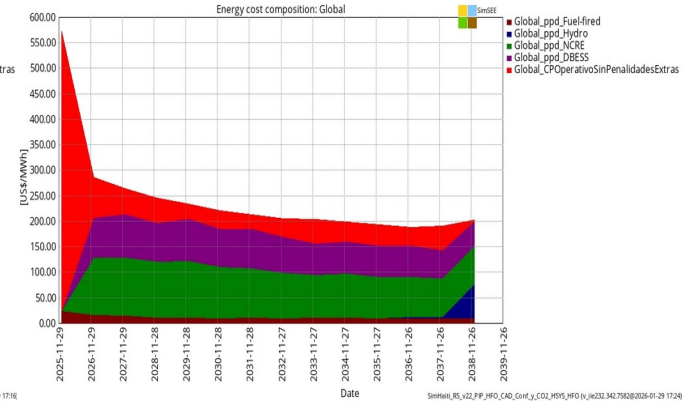
HAID_HFO



H5YS_LPG

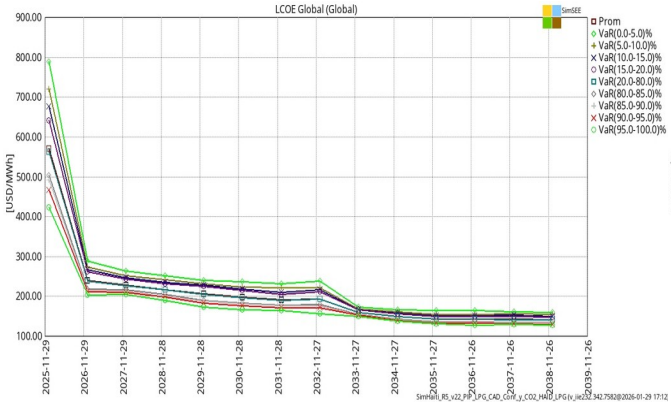


H5YS_HFO

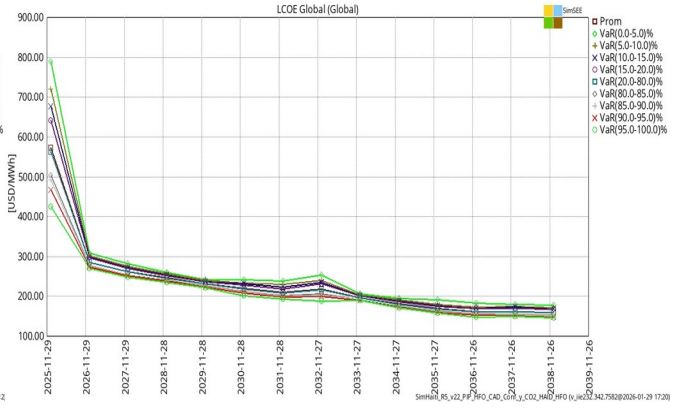


b) Répartition des coûts de production pour le réseau régional RN5

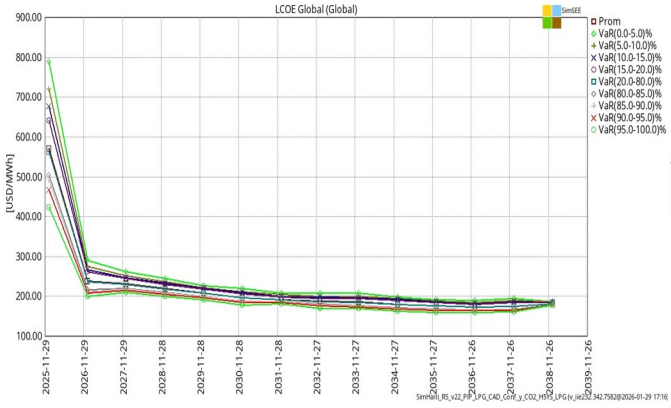
HAID_LPG



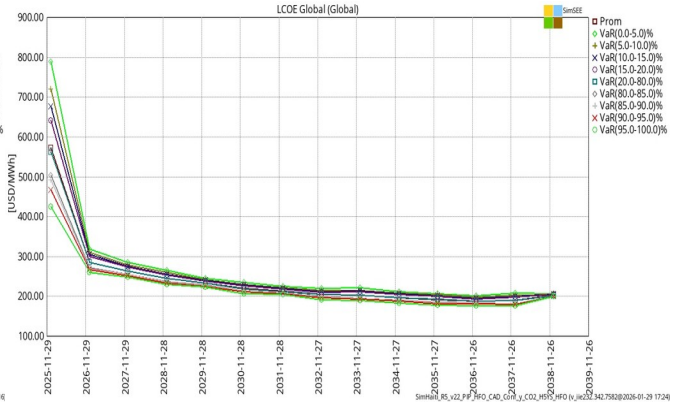
HAID_HFO



H5YS_LPG

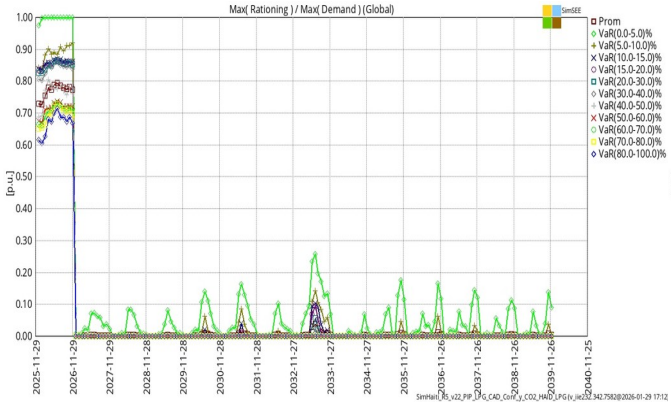


H5YS_HFO

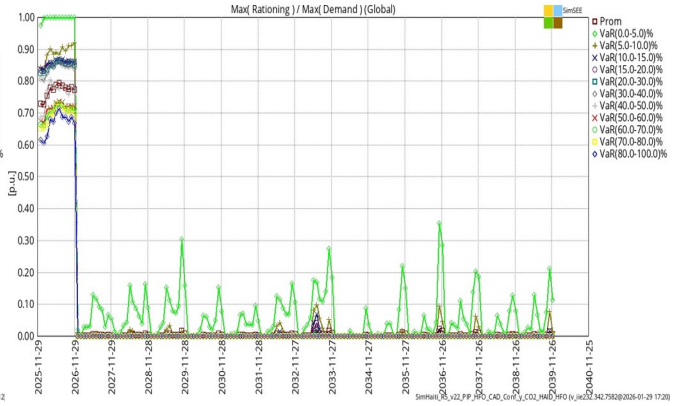


c) Rationnement énergétique pour le réseau régional RN5

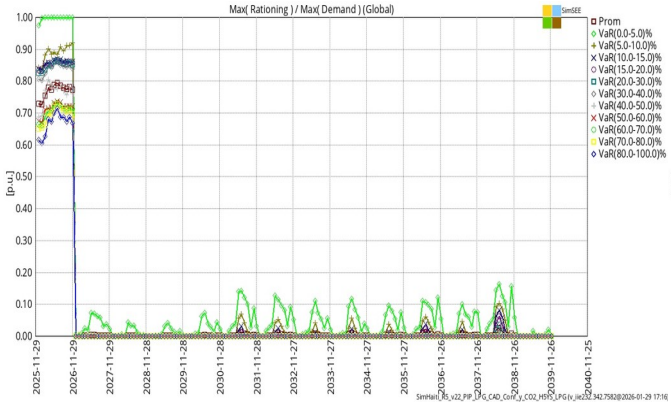
HAID_LPG



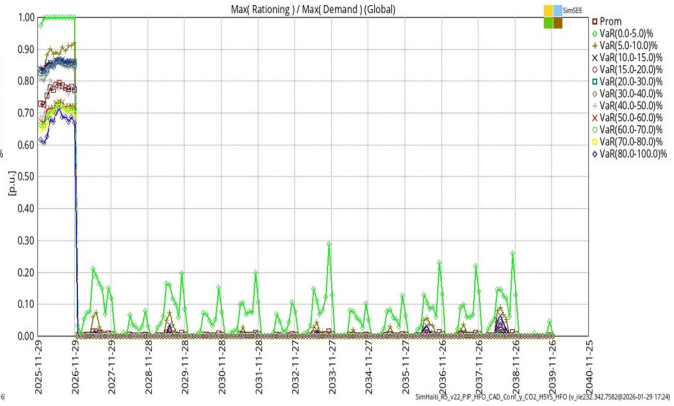
HAID_HFO



H5YS_LPG

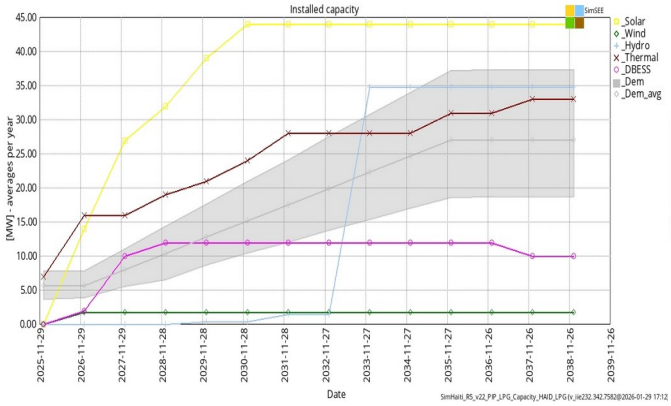


H5YS_HFO

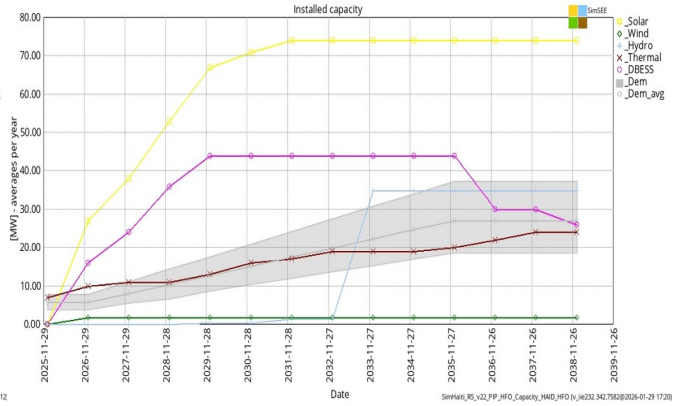


d) Capacité installée et demande au niveau de la production pour le réseau régional RN5

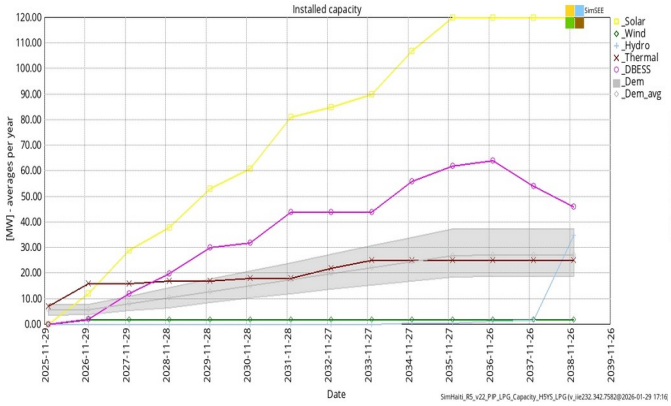
HAID_LPG



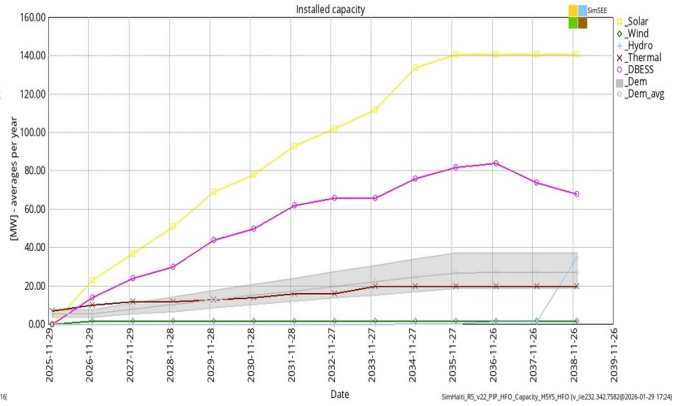
HAID_HFO



H5YS_LPG

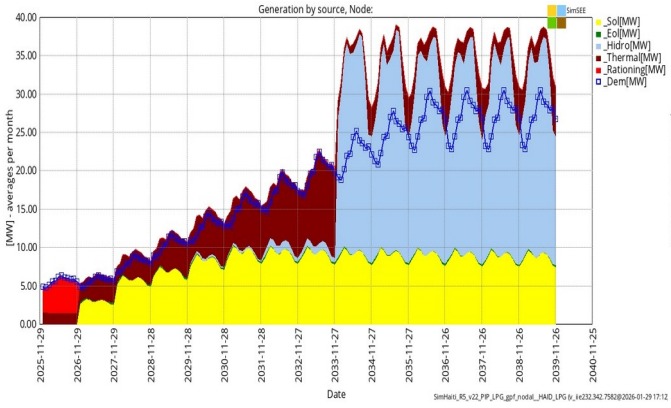


H5YS_HFO

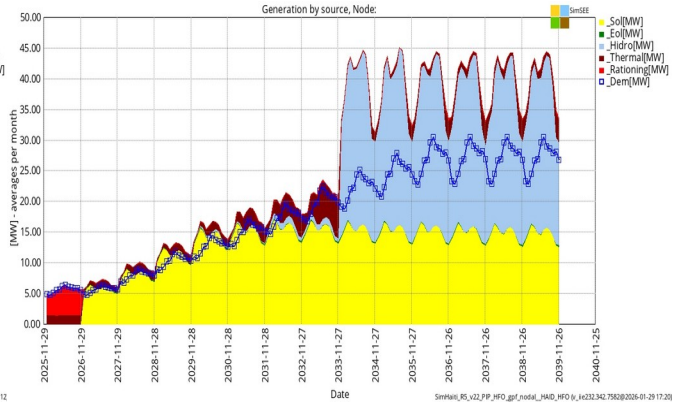


e) Production attendue par ressource pour le réseau régional RN5

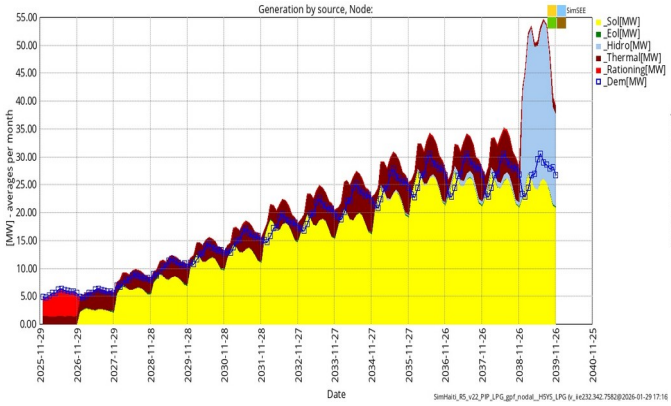
HAID_LPG



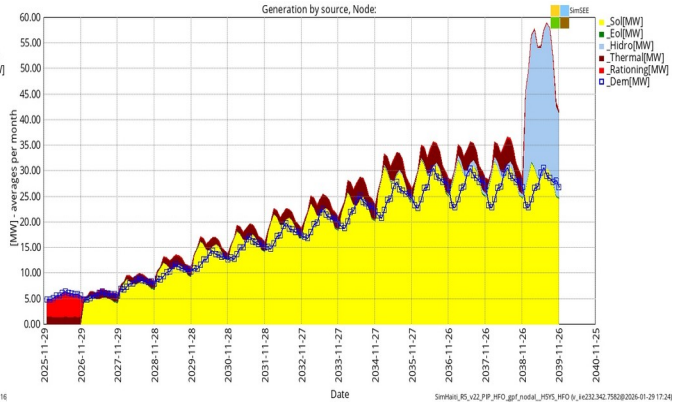
HAID_HFO



H5YS_LPG

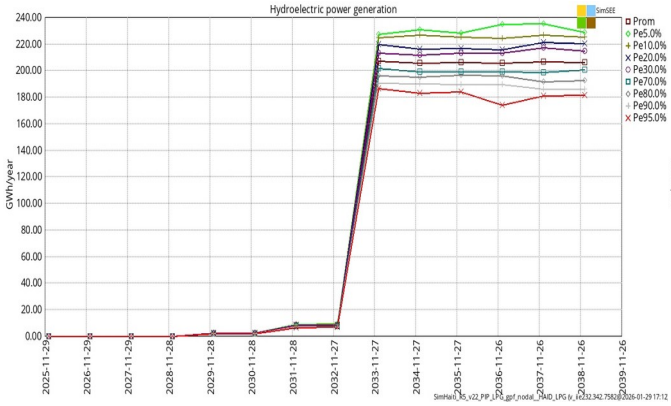


H5YS_HFO

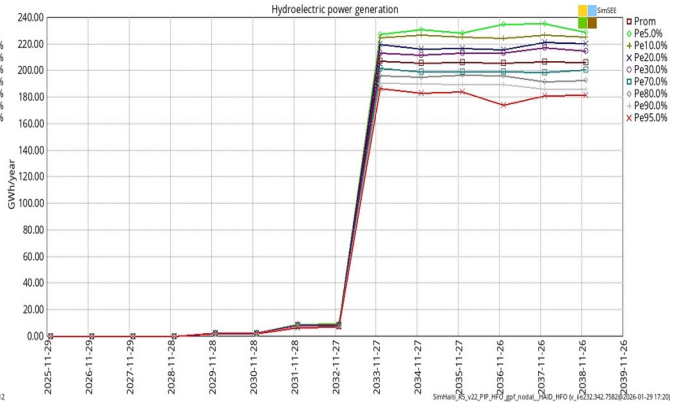


f) Production hydroélectrique annuelle pour le réseau régional RN5

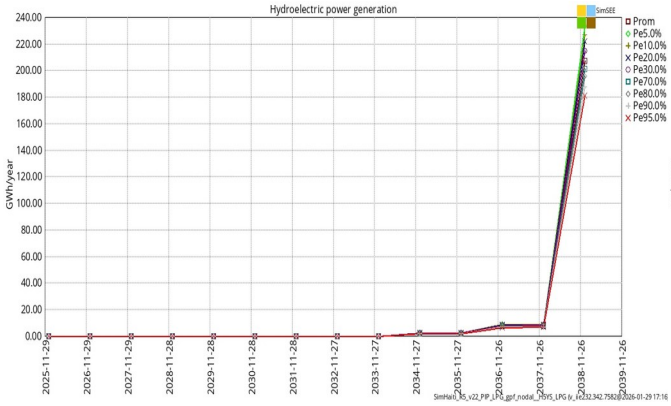
HAID_LPG



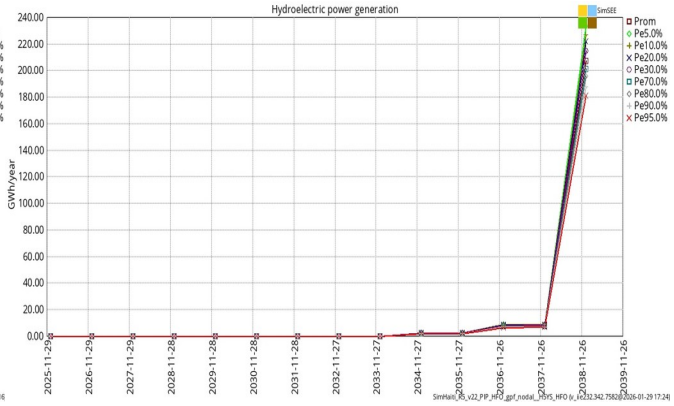
HAID_HFO



H5YS_LPG

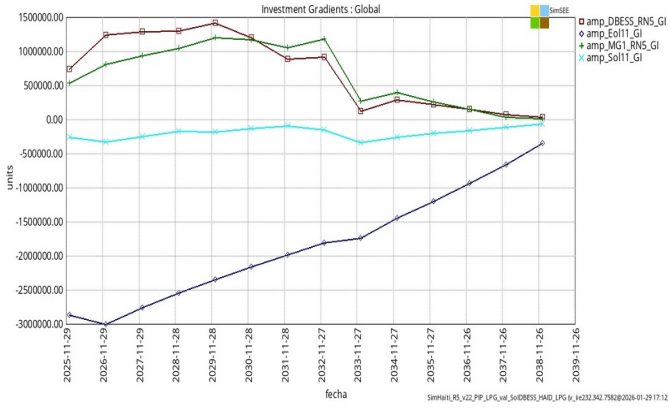


H5YS_HFO

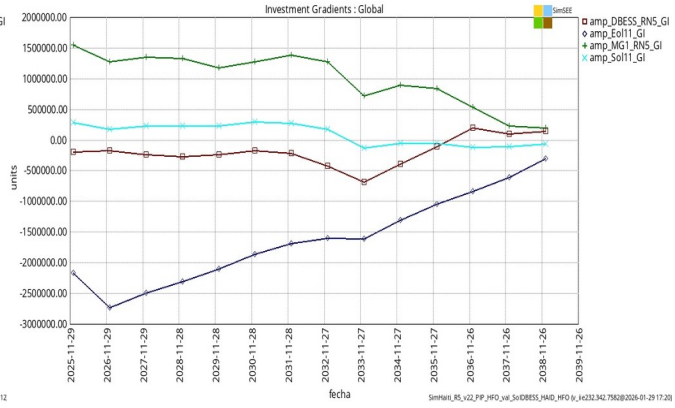


g) Gradients d'investissement pour le réseau régional RN5

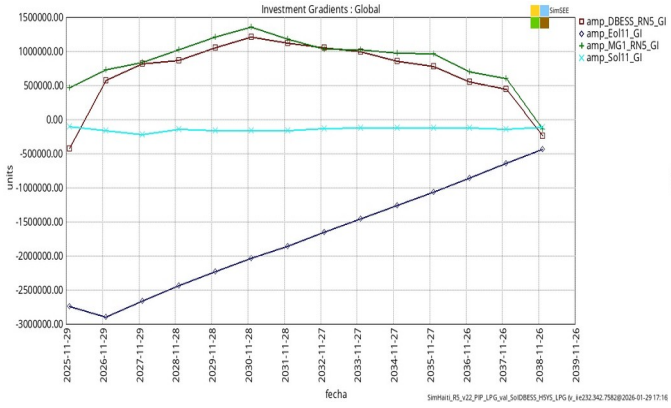
HAID_LPG



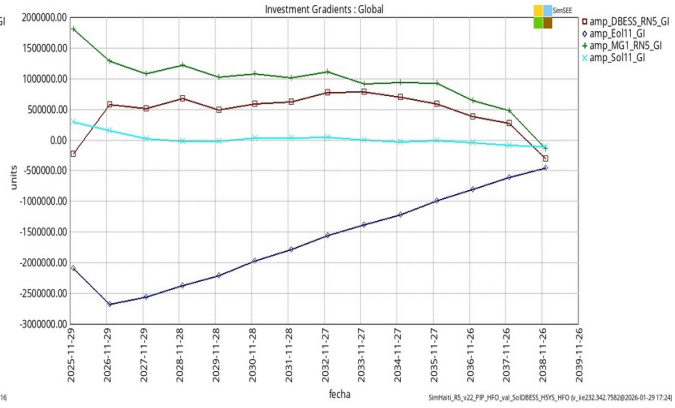
HAID_HFO



H5YS_LPG



H5YS_HFO



13.8. Résultats comparatifs des régions

a) Demande (au niveau de la production)

La figure 29 montre la demande au niveau de la production (c'est-à-dire en incluant les pertes) pour les deux périodes considérées et pour les six réseaux régionaux.

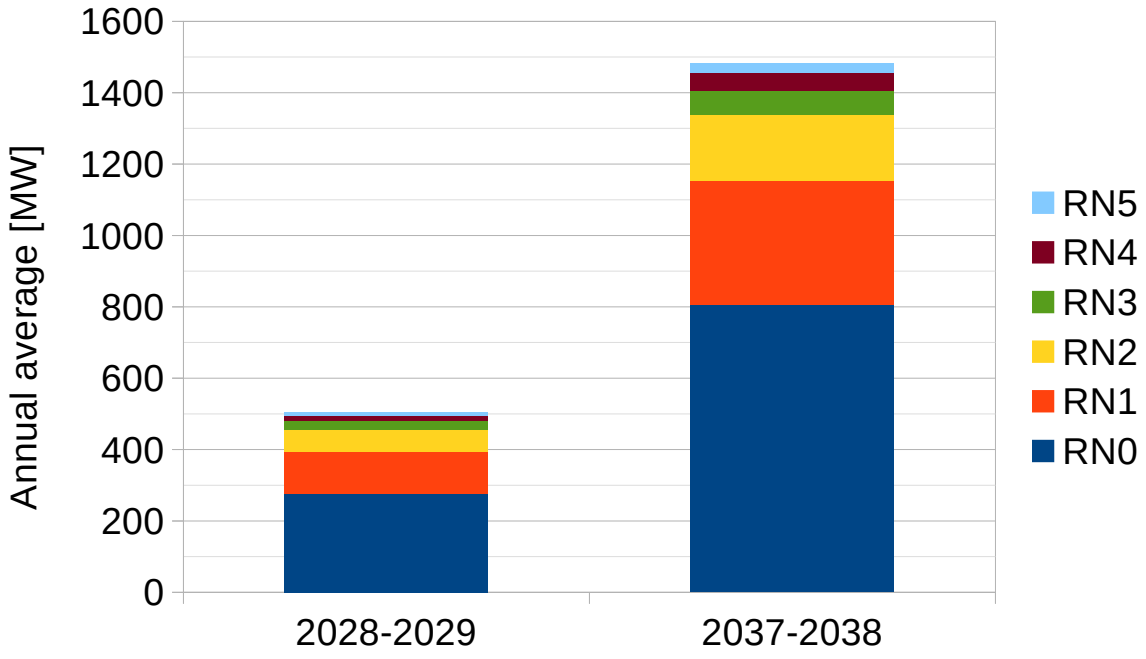


Fig. 29: Demande au niveau de la production

b) Composition du coût de production prévut

La figure 30 présente les coûts de production moyens. On constate que les valeurs pour la période 2037-2038 avoisinent 175 USD/MWh, tandis que pour la période 2027-2028, elles se situent entre 200 et 250 USD/MWh, avec un écart plus marqué entre les scénarios utilisant du GPL et ceux utilisant du fioul lourd. Cette plus grande sensibilité initiale aux prix des combustibles s'explique par le fait que, compte tenu de la baisse des prix des systèmes solaires couplés à des batteries et du coût relatif des combustibles des centrales thermiques, l'optimiseur privilégie initialement l'installation d'une plus faible proportion de systèmes solaires couplés à des batteries. La figure montre également que, hormis pour le scénario RN5, la différence entre les scénarios de revenus pour les projets hydroélectriques est peu significative.

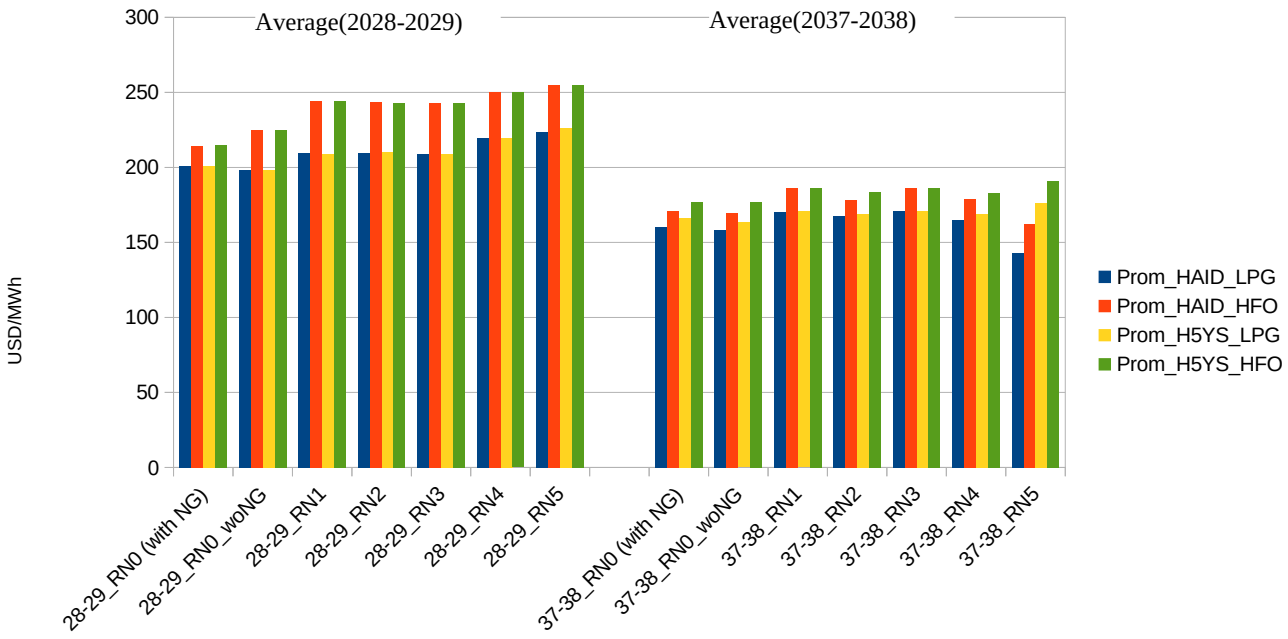


Fig. 30: Coût moyen au niveau de la production

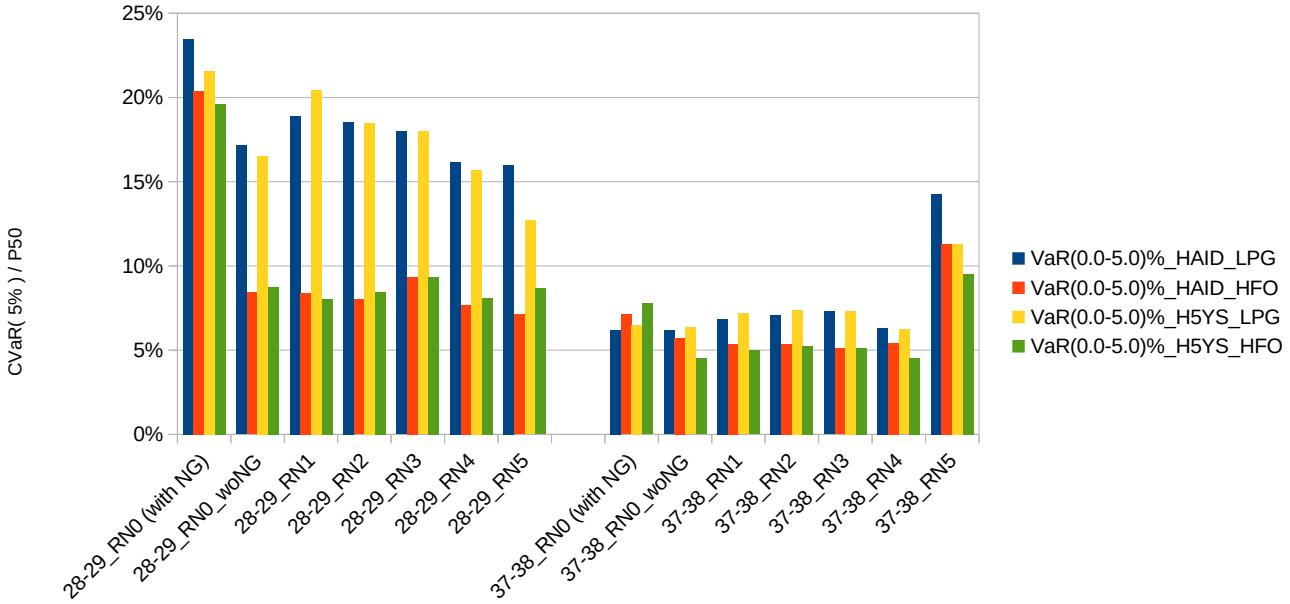


Fig. 31: Risque de coût au niveau de la production

La figure 31 illustre le risque, calculé comme la moyenne des 5 % de réalisations les plus élevées du processus stochastique simulé divisée par la valeur associée à une probabilité de 50 %, des coûts liés à l'ensemble des incertitudes modélisées. Sur une base annuelle, l'incertitude ayant le plus fort impact est celle liée aux variations du prix du carburant.

Comme on peut le constater, les scénarios avec des prix des combustibles plus bas (RN0 avec GN) et ceux correspondant à la disponibilité du GPL, du fait de la plus faible proportion de systèmes solaires couplés à des batteries dans le PIP (Plan d'investissement des projets), entraînent un risque de coût plus élevé. On observe également que sur la période 2037-2038, à mesure que la part relative des systèmes solaires couplés à des batteries augmente, le risque de coût diminue à 5 % pour les scénarios utilisant des fiouls lourds et à 7,5 % pour les scénarios RN0 (avec GN) et GPL. Pour la région RN5, sur la période 2037-2038, le risque de coût augmente car l'arrivée d'un nombre important de projets hydroélectriques signifie que la proportion d'installations solaires couplées à des batteries n'est pas maintenue par rapport à la demande, ce qui rend le système proportionnellement plus dépendant de la ressource hydrologique et de la production thermique.

La figure 32 présente le paiement de capacité pour l'énergie solaire et éolienne, exprimé en USD par MWh de demande au niveau de la production. On constate que dans les scénarios utilisant du GPL, cette valeur est inférieure à celle des scénarios utilisant du fioul lourd, ce qui s'explique par une capacité solaire installée moindre dans les premiers. On observe également qu'il n'y a pas de différence significative entre les scénarios HAID et H5YS, sauf dans le scénario RN5, où la proportion de projets hydroélectriques potentiels est importante. Comme le montre la figure 39, l'énergie éolienne est installée uniquement dans le scénario RN3 et de façon limitée.

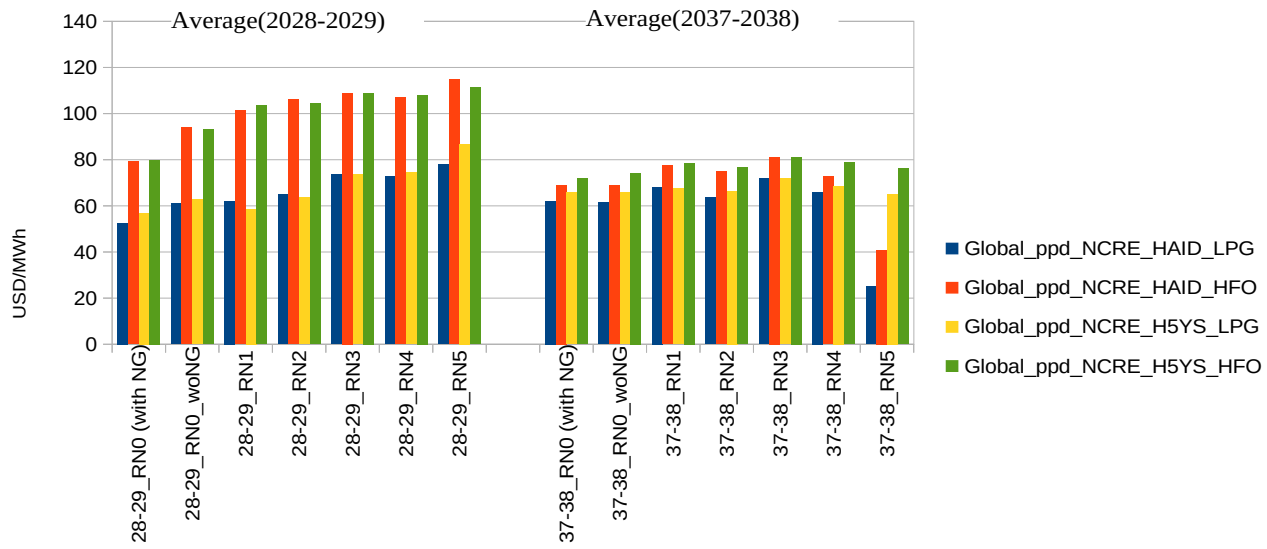


Fig. 32: Paiements de capacité pour l'énergie solaire et éolienne

La figure 33 présente les paiements pour la capacité installée de systèmes de stockage d'énergie par batterie (DBESS) dans chaque plan d'investissement en énergie (PIP), exprimés en USD par MWh de demande fournie au niveau de la production. Comme on peut le constater, les conclusions sont similaires à celles des installations solaires, car c'est la variation journalière du cycle solaire qui confère aux batteries leur valeur dans ces systèmes. À l'instar du solaire, durant la première période, le coût est plus élevé pour les scénarios utilisant des fiouls lourds (HFO) que pour ceux utilisant du GPL, ce qui indique que les premiers comportent une proportion plus importante d'installations solaires et de batteries, comme le montrent les figures 38 et 42. Durant la période 2037-2038, la baisse des prix du solaire et des batteries entraîne une augmentation de leur installation et, par conséquent, de leur contribution au coût total.

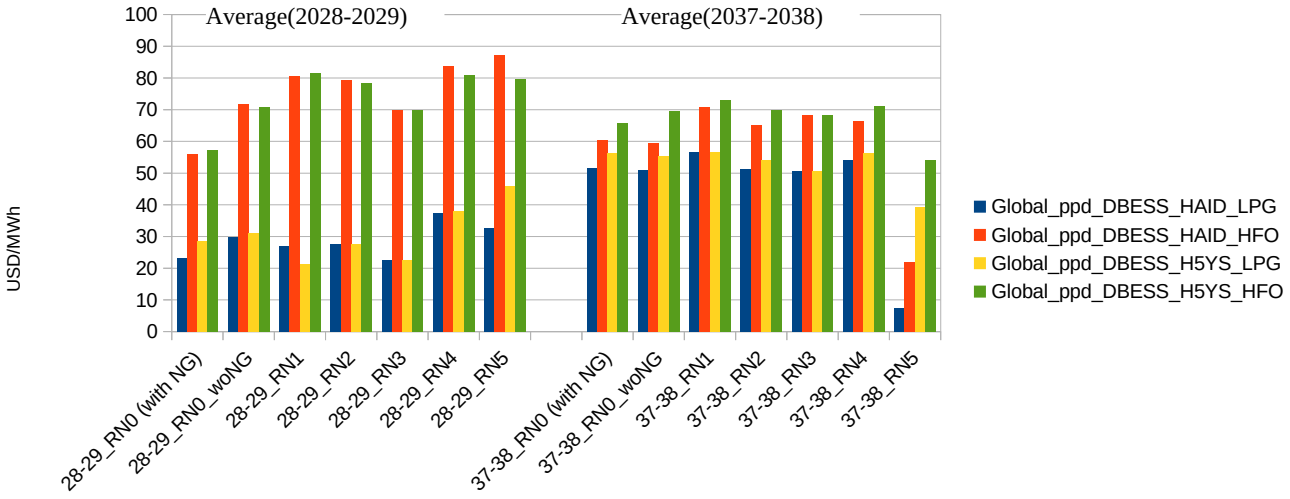


Fig. 33: Paiement de capacité à DBESS

La figure 34 illustre la contribution des centrales thermiques au coût des paiements de capacité, exprimée en USD par MWh de demande au niveau de la production. On constate que, dans les scénarios RN0 (avec GN) et GPL, le GNL étant moins cher que dans les scénarios HFO, le nombre de centrales thermiques installées est plus élevé (voir figure 41), et par conséquent le paiement de capacité est plus important.

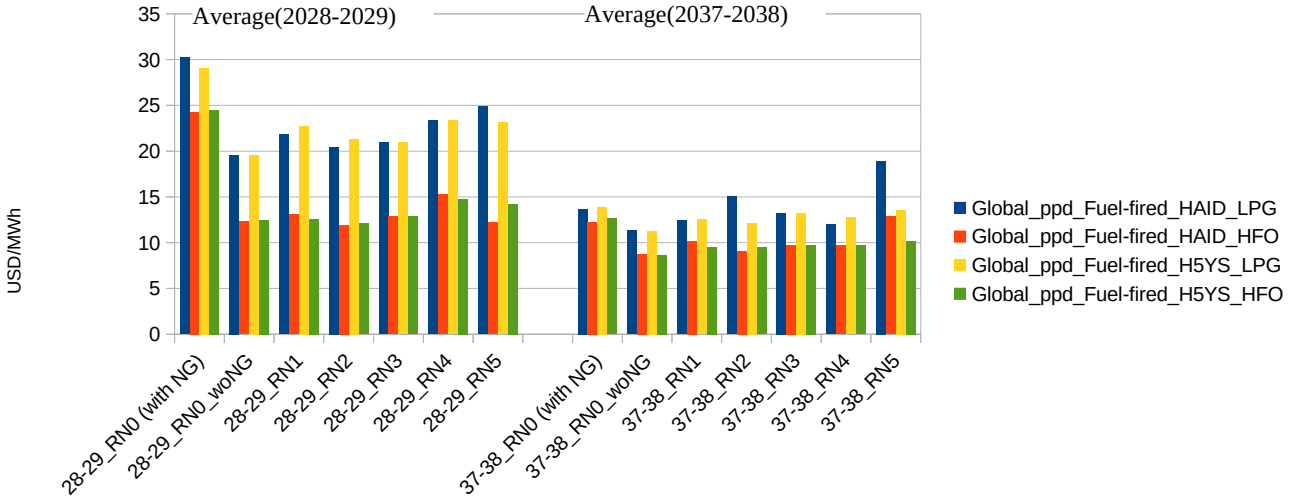


Fig. 34: Paiements de capacité aux centrales thermiques

La figure 35 illustre la contribution de la production d'électricité à partir de centrales thermiques au coût total du combustible. On constate que, pour la période 2028-2029, cette contribution est plus élevée dans les scénarios où le combustible est moins cher, étant donné la part plus importante de la production d'électricité thermique dans ces scénarios. On observe également que, pour la période 2037-2038, la sensibilité aux variations du prix du combustible diminue sensiblement.

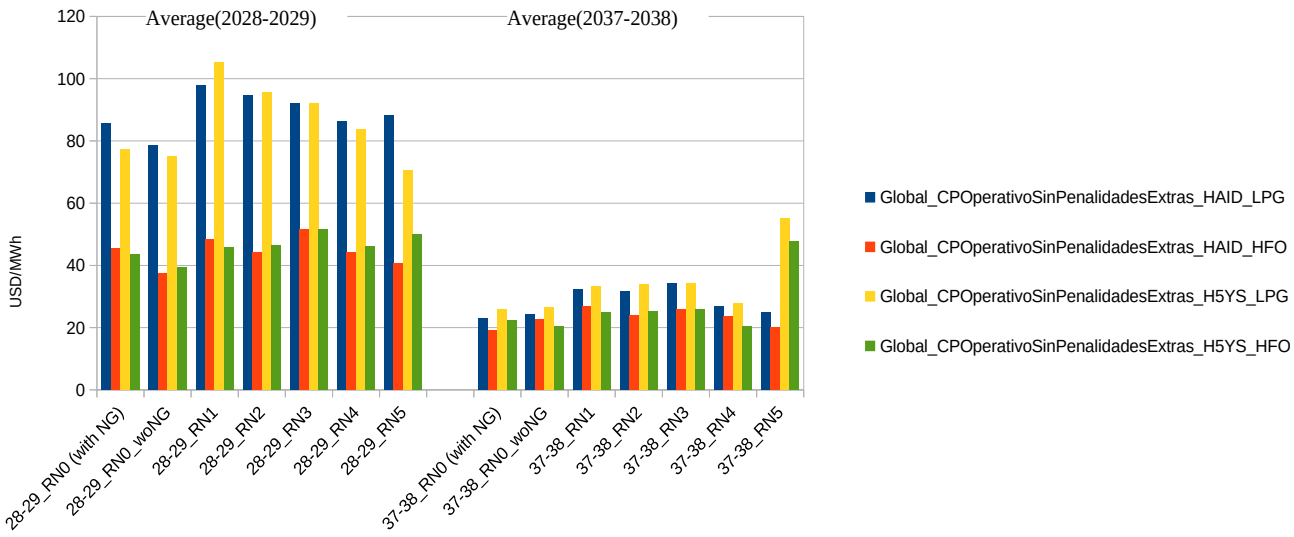


Fig. 35: Coûts du combustible dans les centrales thermiques

La figure 36 illustre la contribution des centrales hydroélectriques au coût des paiements de capacité. Ces centrales étant censées entrer en service aux dates prévues par les scénarios HAID ou H5YS, elles ne sont pas sensibles aux scénarios d'approvisionnement en combustible.

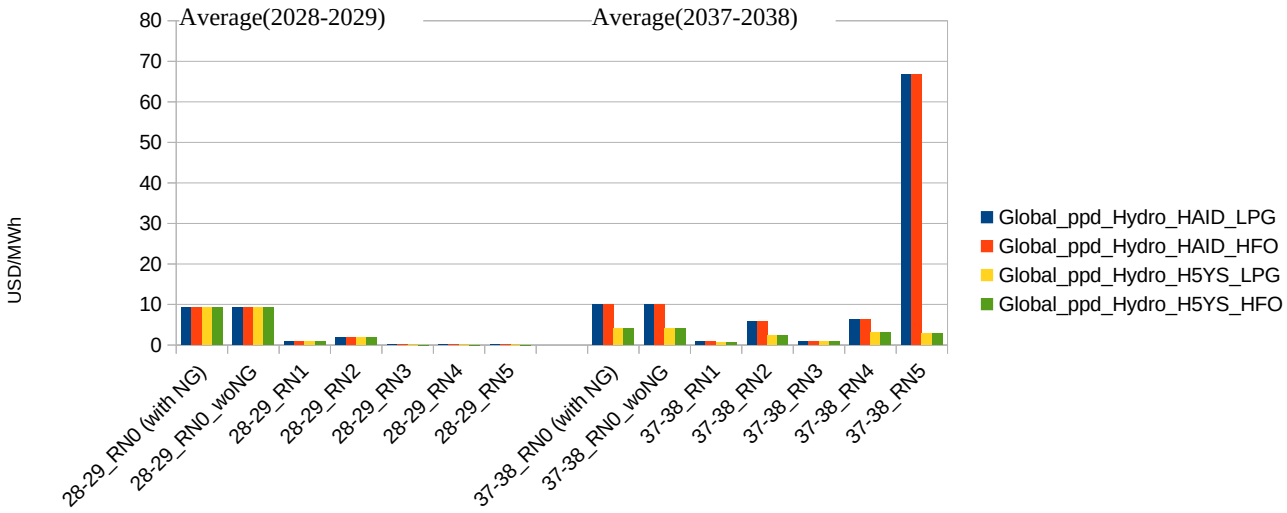


Fig. 36: Paiements de capacité aux centrales hydroélectriques

c) Rationnement

La figure 37 présente la valeur attendue des moyennes mensuelles de la puissance rationnée journalière maximale par rapport à la demande de pointe journalière. Elle est fournie à titre indicatif du rationnement prévu pour l'ensemble des configurations/scénarios. Des données de risque plus détaillées sont présentées dans les résultats de chaque configuration/scénario simulé. Les niveaux de risque sont considérés comme faibles et, comme on peut le constater, les régions RN5 et RN3 présentent le risque le plus élevé. Dans la région RN5, le risque le plus important est lié à la variabilité hydraulique qui, combinée à la plus grande persistance (années sèches et années pluvieuses) de la variabilité solaire, expose la région au risque de devoir compenser les déficits de cette ressource par une production thermique, et à la disponibilité de cette production.

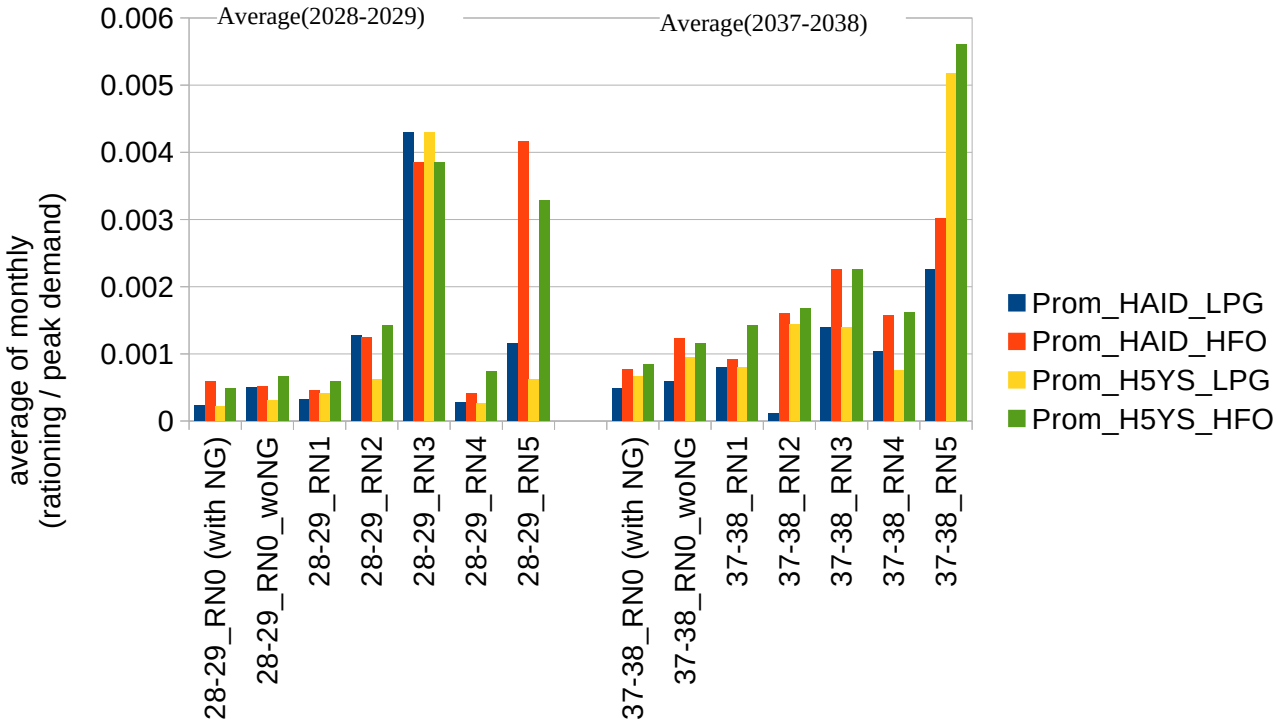


Fig. 37: valeur attendue du rationnement énergétique

d) Capacité installée des PIPs

La figure 38 présente la capacité installée dans les plans d'investissement optimisés pour l'énergie solaire, exprimée en unités de la demande de production moyenne. On constate que, lors de la première étape (2028-2029), la capacité installée représente environ 4,5 fois la demande moyenne dans les scénarios utilisant du fioul lourd (HFO) et environ 3 fois dans les scénarios utilisant du GPL. Dans le scénario RN0 (avec gaz naturel), ces valeurs varient de 3,5 pour les scénarios HFO à 2,5 pour les scénarios GPL. Lors de la seconde étape (2037-2038), la capacité solaire résultante représente environ 5 fois la demande moyenne dans les scénarios HFO et 4,5 fois dans les scénarios GPL, à l'exception du scénario RN5. Dans ce dernier, l'ajout massif de production hydroélectrique réduit la part de l'énergie solaire à 1,5 et 2,5 pour les scénarios GPL et HFO, respectivement, lorsque cet ajout intervient aux dates prévues (scénario HAID).

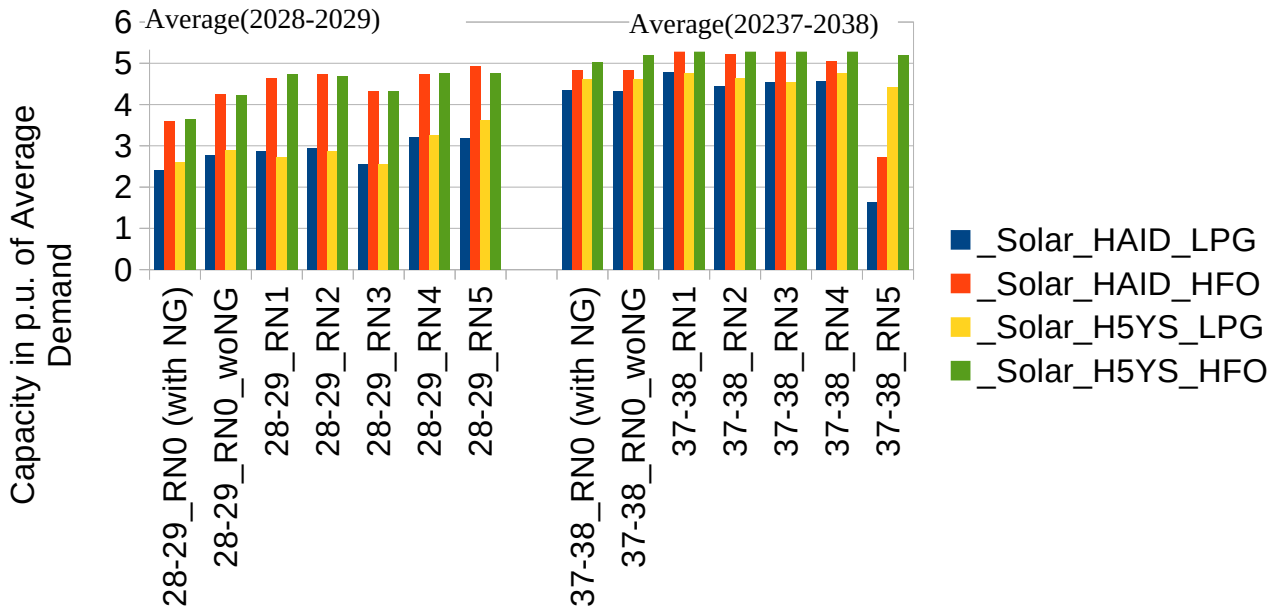


Fig. 38: PIPs capacité solaire installée

La figure 39 présente la capacité de production d'énergie éolienne installée par unité de demande moyenne, résultant des PIP optimisés. On constate que l'énergie éolienne est installée uniquement dans la région RN3, et ce, dans une faible proportion : de l'ordre de 0,3 pour la première étape et de 0,15 pour la seconde. Si l'on considère un facteur de capacité de 0,4 pour l'éolien et de 0,2 pour le solaire, les valeurs de 0,3 et 0,15 correspondraient respectivement à des valeurs de 0,6 et 0,3 pour le solaire, soit un ordre de grandeur inférieur à celles de la figure 38.

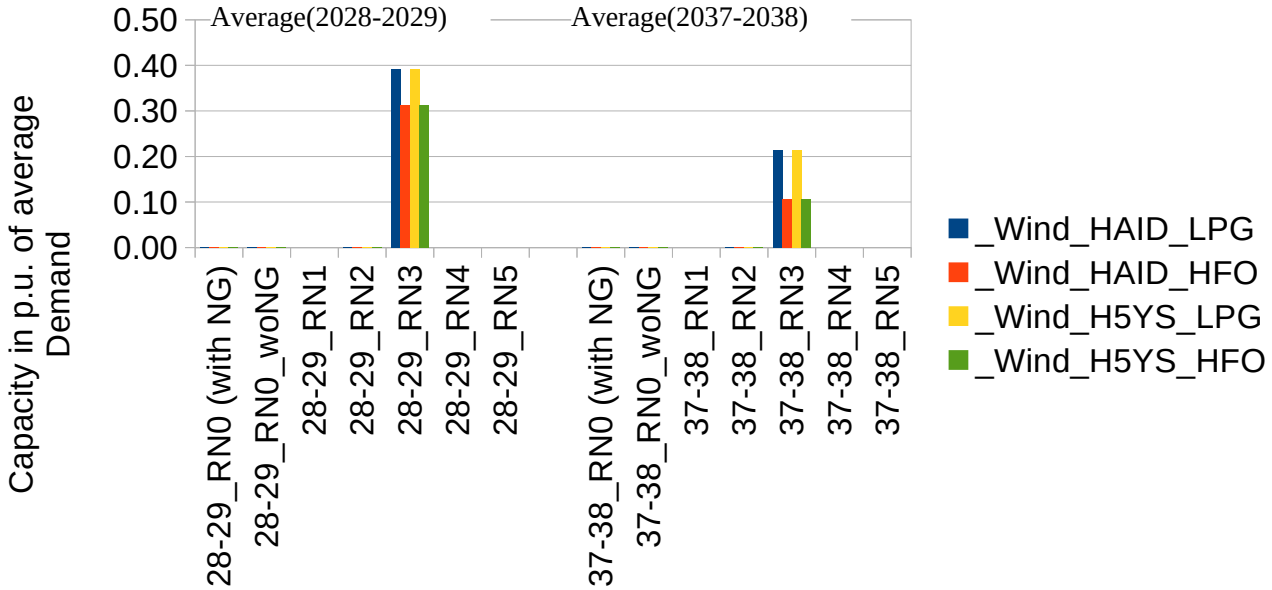


Fig. 39: PIPs capacité éolienne installée

La figure 40 montre la capacité de production hydroélectrique installée en fonction de la date d'entrée indiquée par ANARSE (scénarios HAID) et en supposant un retard de 5 ans par rapport à ces dates (scénarios H5YS).

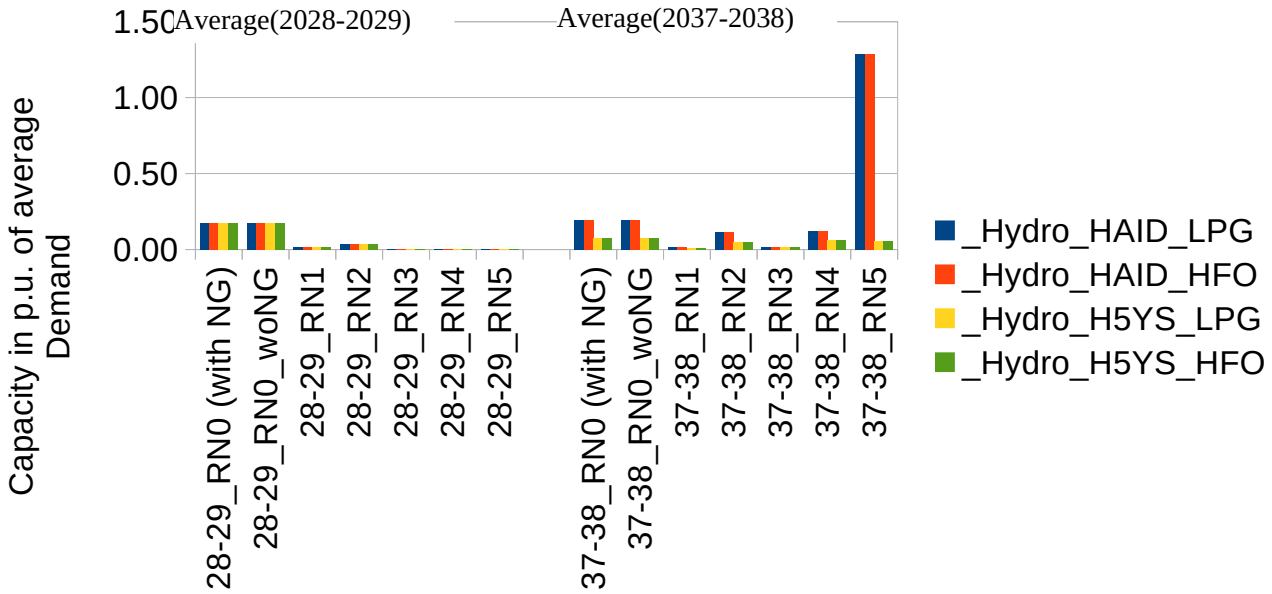


Fig. 40: Capacité hydroélectrique installée

La figure 41 présente la capacité de production thermique installée par unité de demande de production moyenne pour les plans d'investissement optimisés. On constate qu'au cours de la première phase (2028-2029), la capacité installée est plus élevée dans les scénarios utilisant du GPL, atteignant près de 1,3 et 0,8 dans ceux utilisant du fioul lourd. Au cours de la seconde phase, ces valeurs diminuent pour se situer entre 0,5 et 0,75, ce qui reflète le fait que la baisse des prix des systèmes solaires couplés à des batteries entraîne une augmentation de la demande, cette demande étant prioritairement satisfaite par les installations de production utilisant ces ressources.

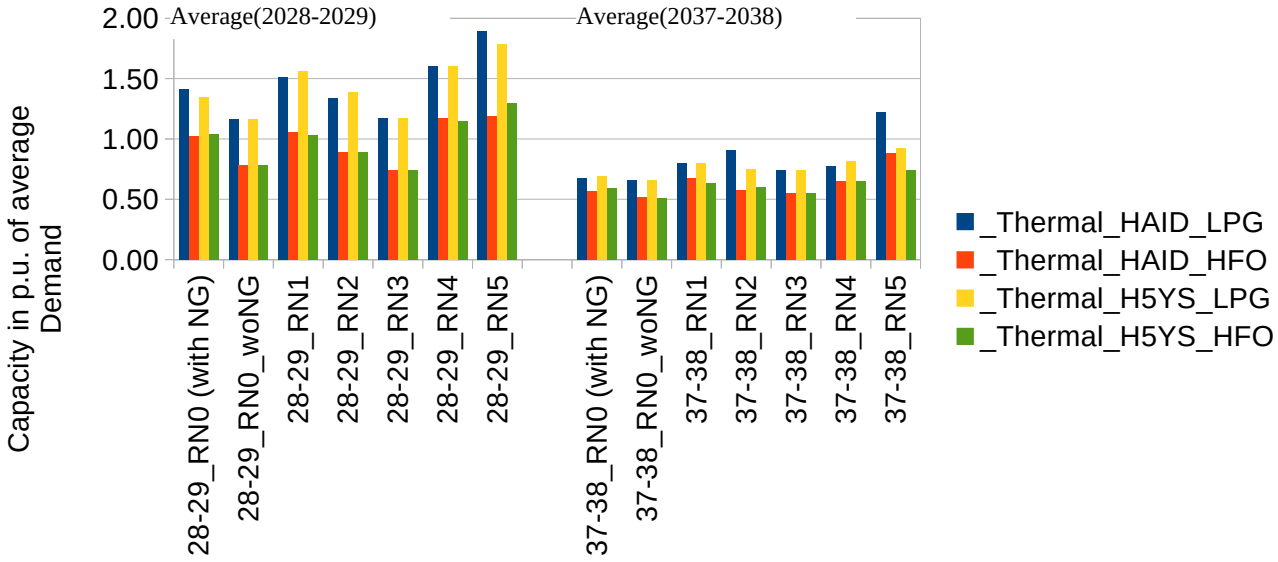


Fig. 41: PIPs capacité installée de production thermique

La figure 42 présente la capacité installée de systèmes de stockage d'énergie par batterie (DBESS) par unité de demande moyenne. Chaque MW de DBESS installé offre une capacité de stockage de 4 heures. On observe, dans un premier temps, une différence marquée entre les scénarios HFO et GPL, avec des valeurs d'environ 2,5 pour le premier et 1,0 pour le second. Entre 2037 et 2038, avec la baisse des prix du solaire et des DBESS, ces valeurs chutent à 3,5 pour les scénarios HFO et à 2,5 pour les scénarios GPL.

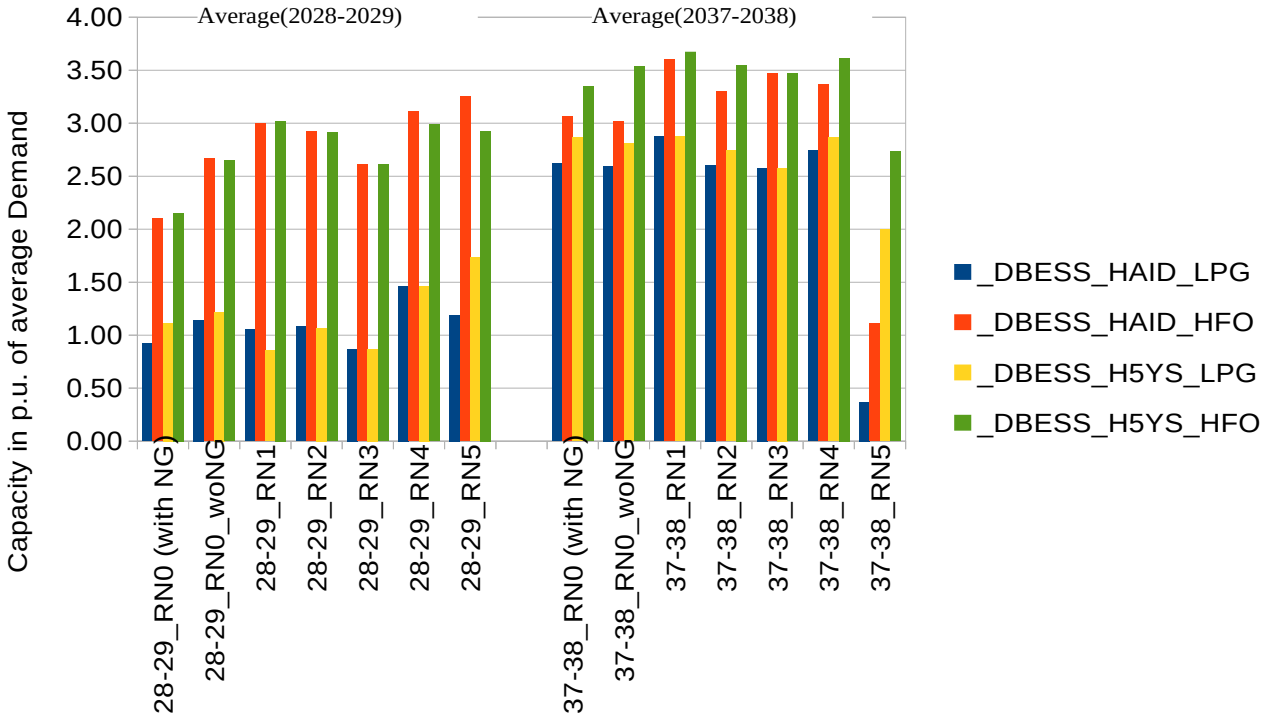


Fig. 42: PIPs DBESS installed capacity

e) Facteurs de capacité

La figure 43 présente les facteurs de capacité issus de la simulation des centrales solaires photovoltaïques. Comme on peut le constater, ils avoisinent les 22 %, une valeur raisonnable justifiant l'investissement. Les valeurs pour la période 2037-2038 sont légèrement inférieures à celles de 2028-2029 car elles ont été modélisées avec une dégradation annuelle des performances de 0,7%.

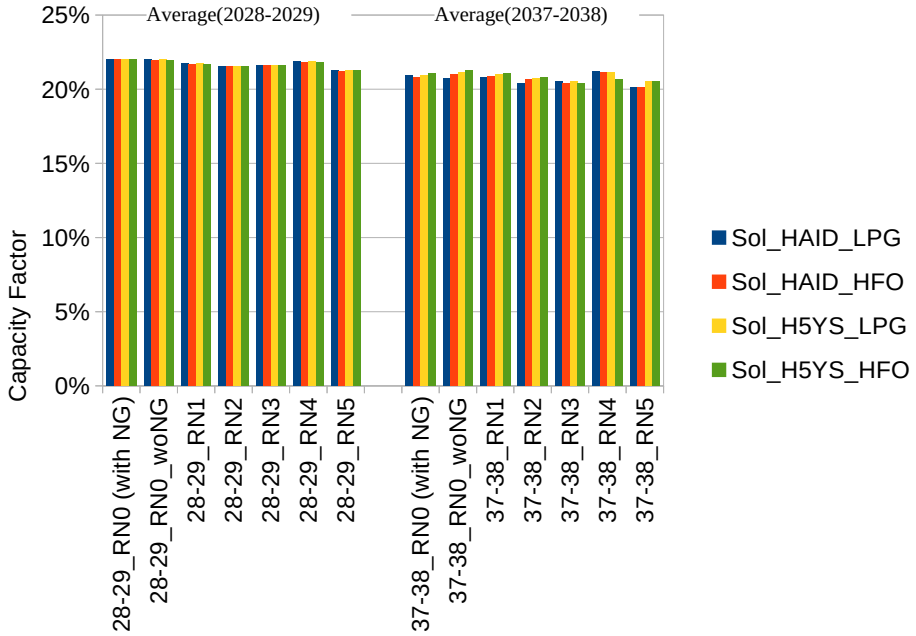


Fig. 43: facteur de capacité des centrales solaires photovoltaïques

La figure 44 présente les facteurs de capacité des centrales éoliennes. Comme on peut le constater, ces valeurs sont très faibles, ce qui explique pourquoi l'énergie éolienne n'est pas une option intéressante. Parmi tous les plans d'investissement optimisés, seul le projet RN3 prévoyait des installations éoliennes.

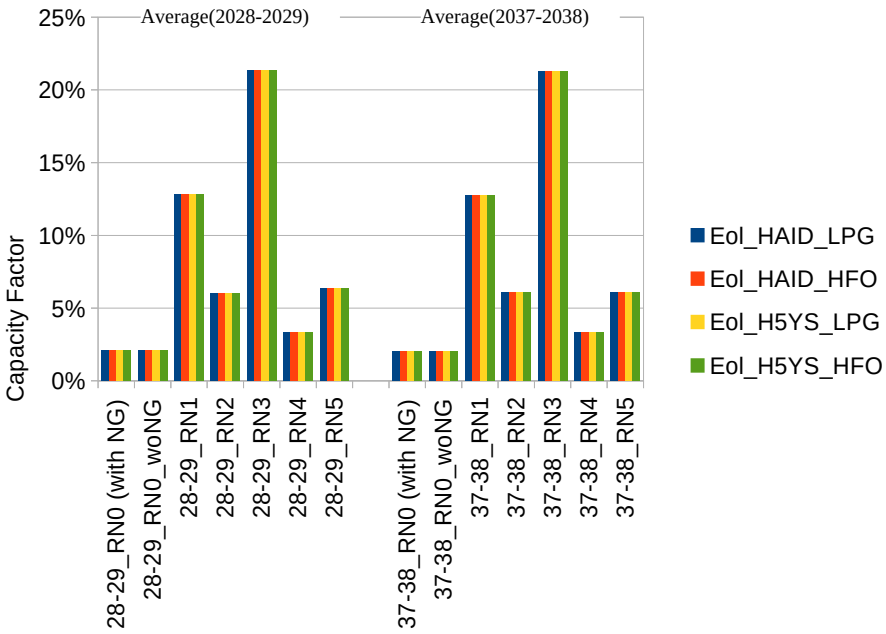


Fig. 44: Facteurs de capacité des centrales éoliennes

La figure 45 présente les facteurs de capacité des centrales hydroélectriques prises en compte dans le modèle. Des facteurs compris entre 45 et 60 % sont typiques pour ce type de projet.

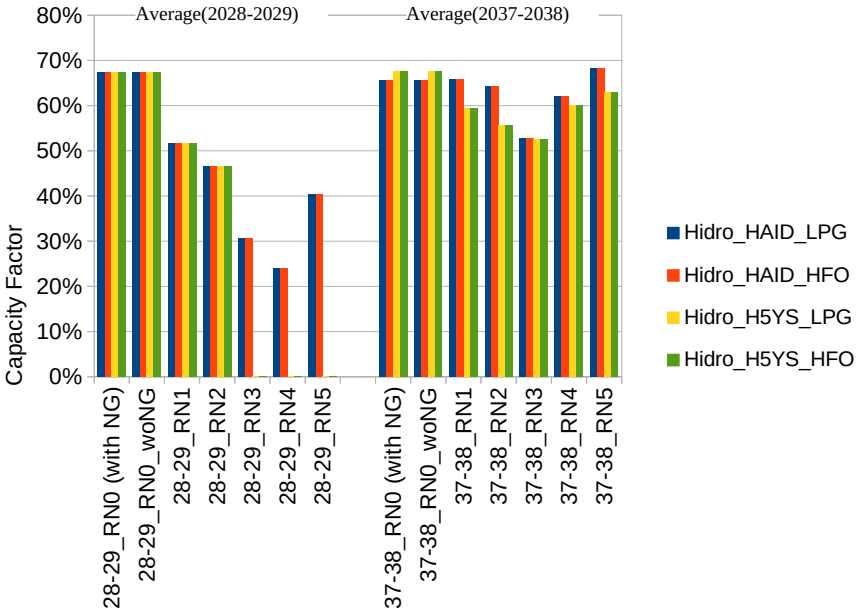


Fig. 45: Facteurs de capacité des centrales hydroélectriques

La figure 46 présente les facteurs de capacité des centrales thermiques. On constate que ces valeurs avoisinent 10 % pour le scénario fioul lourd et se situent entre 20 % et 30 % pour le scénario

GPL, ce qui illustre la sensibilité aux prix des combustibles. Cette sensibilité est également moindre sur la période 2037-2038 que sur la période initiale 2028-2029. Cette baisse s'explique par le développement des énergies renouvelables, dont le prix diminue, et, dans certaines régions, par l'augmentation de la production hydroélectrique.

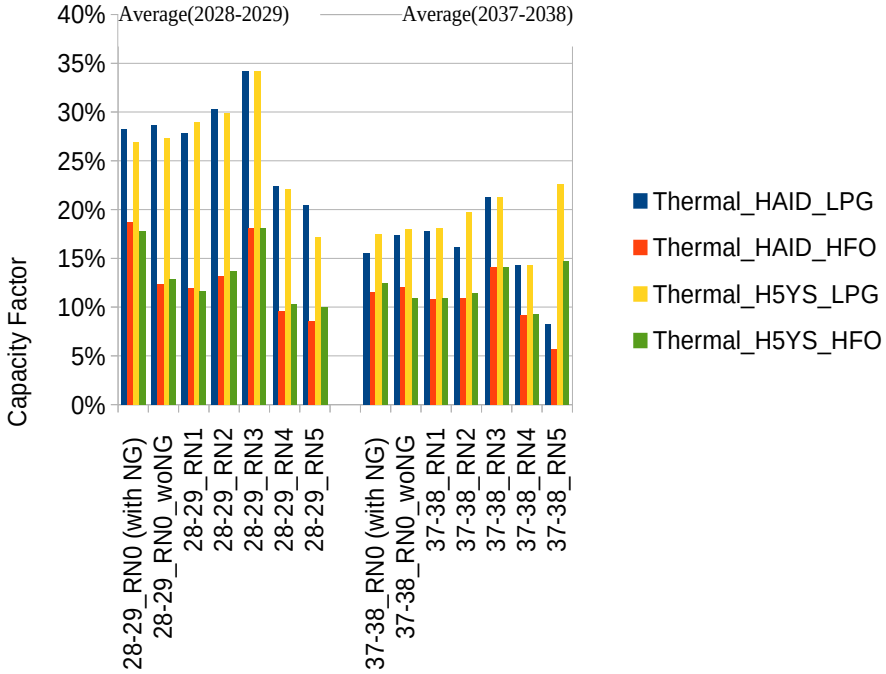


Fig. 46: Facteurs de capacité des centrales thermiques

f) Generation by source

La figure 47 présente la production par source dans toutes les régions pour les quatre scénarios. On constate que, sur les graphiques de gauche (scénarios avec GPL), la production thermique (barres brunes) est supérieure à celle des graphiques de droite. On observe également qu'il n'y a pas de différence significative entre les scénarios HAID et H5YS (en comparant les graphiques du haut et du bas), sauf pour RN5, où le nombre de projets hydroélectriques dépasse la demande régionale.

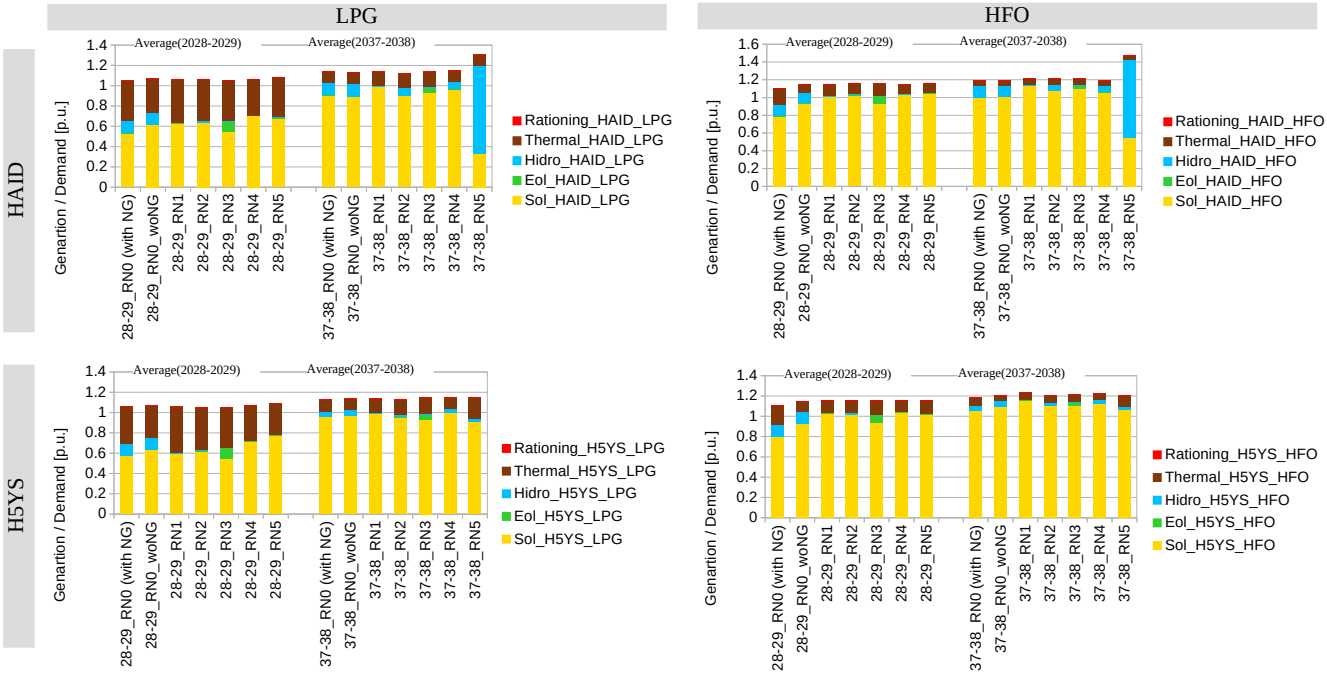


Fig. 47: Génération par source dans les quatre scénarios considérés

14. Interconnexion possible du RN1 avec la République dominicaine

La possibilité d'interconnecter le RN1 avec la République dominicaine via une ligne à haute tension de 100 MW a été modélisée.

Pour modéliser les prix d'échange potentiels, le modèle du système électrique de la République dominicaine, développé en 2019 dans SimSEE dans le cadre de l'étude [3], a été utilisé. Une simulation de 1 000 processus stochastiques a été réalisée sur l'horizon temporel considéré (2027-2039). L'environnement SimSEE a été configuré avec un pas de temps journalier subdivisé en trois blocs temporels de durée égale, comme dans les simulations pour Haïti. Un modèle stochastique de type CEGH [2] a été entraîné à partir des séries temporelles des coûts marginaux obtenues grâce à la simulation du système dominicain. Le modèle résultant a ensuite été intégré au modèle haïtien comme marché spot permettant d'importer jusqu'à 100 MW et d'exporter jusqu'à 100 MW.

Le tableau 17 présente les valeurs moyennes des trois intervalles de temps (lignes Spot_1, Spot_2 et Spot_3) correspondant aux 10 % des valeurs les plus faibles, à la moyenne et aux 10 % des valeurs les plus élevées parmi les 1000 simulations du processus stochastique. La dernière ligne indique la moyenne pondérée par la durée de chaque intervalle de temps des lignes précédentes. On constate ainsi que, globalement, le coût marginal de l'énergie sur le marché de la République dominicaine s'élèverait en moyenne à 97,7 USD/MWh, avec des variations allant de 34,8 USD/MWh (correspondant à une production à partir de charbon) à 373,4 USD/MWh (correspondant à une production au fioul, dans un contexte de prix internationaux du pétrole élevés et de coûts de rationnement).

Tableau 17: Coût marginal de la République dominicaine dans les 3 périodes

Marginal cost Dominican Republic [USD/MWh]				
Time-block	**_lower(10%)**	**_average**	**_higher(10%)**	**hours**
Spot_1	39.7	147.0	709.0	4
Spot_2	35.8	101.1	392.4	10
Spot_3	34.8	74.6	220.2	10
Weighted average	36.0	97.7	373.4	

La figure 48 illustre le cycle annuel de la distribution des coûts marginaux journaliers pour les trois périodes considérées. Le modèle stochastique CEGH génère des séries temporelles qui conservent la dépendance interjournalière des séries d'apprentissage, avec la distribution d'amplitude et le cycle annuel présentés sur la figure 48. Dans l'environnement SimSEE, dédié à la simulation du marché haïtien RN1 avec possibilité d'échanges avec le marché dominicain, les trois canaux de sortie du

modèle CEGH ont également été pondérés par l'indice des prix Henry Hub afin de refléter l'impact des variations de prix internationaux sur les marchés dominicain et haïtien.

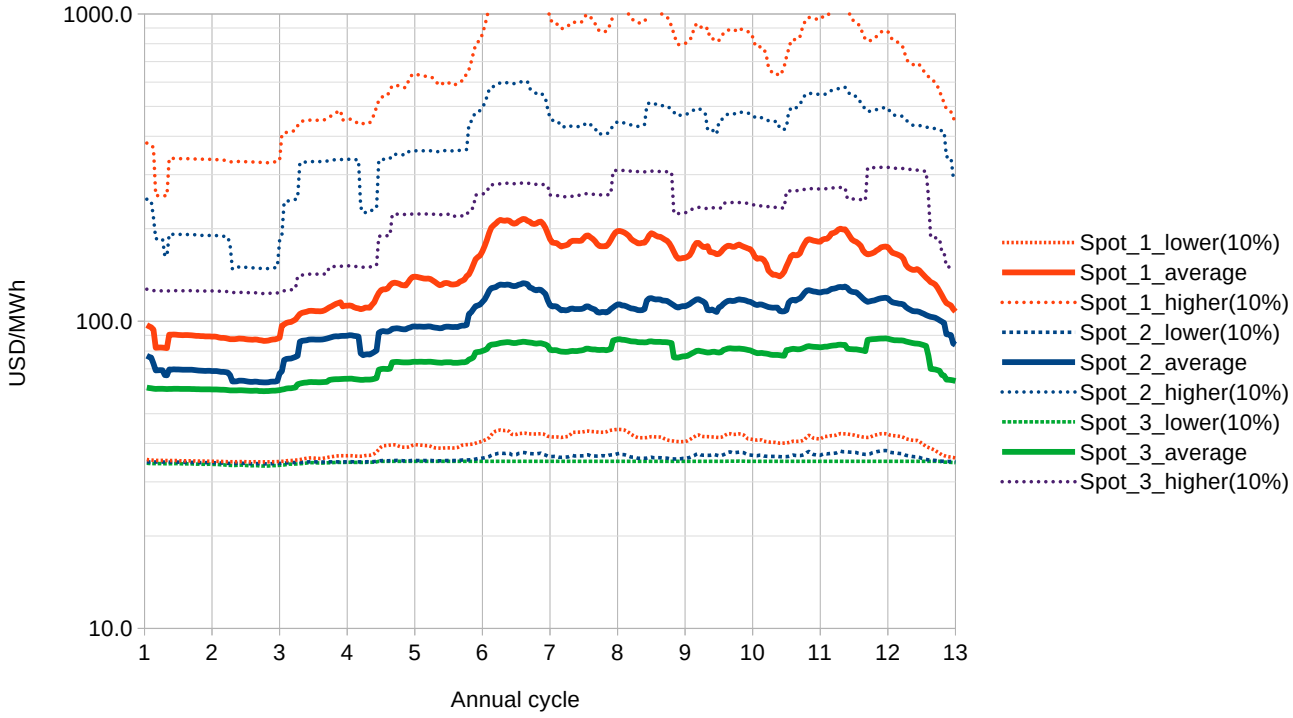


Fig. 48: Cycle annuel de la répartition journalière du coût marginal dans les trois blocs temporels

Ce marché a été modélisé avec une disponibilité de 70 % et un temps de réparation moyen de 72 heures. Ce facteur de disponibilité représente la disponibilité combinée des réseaux d'interconnexion, des transformateurs et les éventuelles difficultés de commercialisation.

Le modèle développé constitue une première approximation du comportement de l'intégration entre les deux pays. Plus précisément, en utilisant le coût marginal de production de la République dominicaine comme base d'estimation d'un prix d'échange potentiel, il ne tient pas compte du fait que l'échange lui-même influe sur ce coût marginal. Pour approcher cet impact, le prix à l'exportation de la République dominicaine a été fixé à son coût marginal majoré de 60 USD/MWh, et le prix auquel la République dominicaine est disposée à importer a été fixé à son coût marginal diminué de 60 USD/MWh.

Dans de futurs travaux, il sera peut-être possible d'améliorer la représentation en simulant directement un modèle combiné des deux systèmes. Cependant, cela nécessiterait la mise à jour des plans d'expansion disponibles pour la République dominicaine ; par conséquent, compte tenu des informations disponibles à ce jour, l'approche adoptée est considérée comme une approximation raisonnable du problème.

Avec la représentation du marché de la République dominicaine décrite ci-dessus, son indexation par l'indice Henry Hub et l'imposition d'une différence de 60 USD/MWh pour la formation des prix d'échange, la réoptimisation du PIP pour RN1 a été effectuée avec les résultats présentés ci-dessous.

La figure 49 présente la distribution statistique de la réduction des coûts obtenue grâce à l'interconnexion modélisée de 100 MW. La courbe verte (et la ligne pointillée jaune superposée) correspond aux scénarios utilisant du fioul lourd (HFO), et la courbe rouge (et la ligne pointillée bleue superposée) aux scénarios utilisant du GPL. On constate une faible sensibilité aux dates de réalisation des projets hydroélectriques HAID et H5YS. Les valeurs correspondent à la valeur actuelle au début de 2026, avec un taux d'actualisation annuel de 10 % appliqué aux différences de coûts fixes et variables des PIP correspondants, pour les 100 mêmes réalisations des processus stochastiques sur l'horizon 2026-2039.

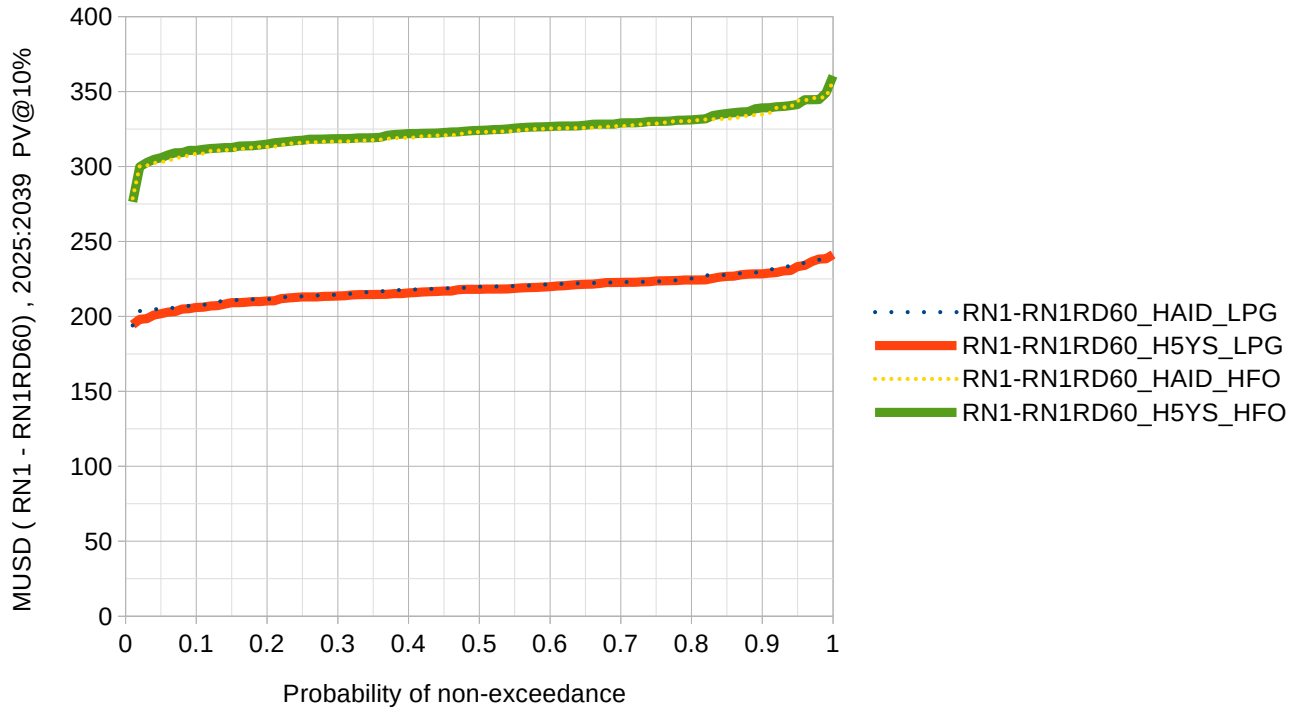


Fig. 49: Répartition statistique des avantages de l'interconnexion

La mise en service de l'interconnexion étant prévue pour 2027, les valeurs présentées correspondent à une exploitation sur l'horizon 2027-2039. Le tableau 18 récapitule les valeurs de la figure 49 (partie supérieure), en indiquant la valeur moyenne, la valeur à risque d'être inférieure de 5 % au bénéfice attendu et la valeur susceptible d'être dépassée avec une probabilité de 30 %. La partie inférieure présente les mêmes valeurs, exprimées en annuité calculée sur l'horizon d'exploitation 2027-2039. Si le critère d'investissement est que le projet d'interconnexion soit rentable en termes de valeur attendue et présente une probabilité de perte inférieure à 70 %, l'annuité correspondant à la somme de

ses coûts d'investissement et de ses coûts d'exploitation et de maintenance doit être inférieure à 30 millions USD dans le scénario GPL et à 45 millions USD dans le scénario HFO.

Tabla 18: Present value and annuities of the benefit for 100MW interconnection

	Benefit Present Value MUSD @ 10%(2026-2039)			
	LPG		HFO	
	HAID	H5YS	HAID	H5YS
Average	219	218	322	324
P30	215	214	317	319
CVaR(5%)	202	199	297	298

	Annuities [MUSD] @10% (2027-2039)			
	LPG		HFO	
	HAID	H5YS	HAID	H5YS
Average	31	31	45	46
P30	30	30	45	45
CVaR(5%)	28	28	42	42

L'ensemble de graphiques de la figure 50 illustre les changements de capacités installées pour l'énergie solaire (graphiques de la rangée supérieure), la production thermique (graphiques de la rangée du milieu) et les systèmes DBESS (graphiques de la rangée inférieure).

La première colonne de graphiques correspond aux scénarios GPL, et la seconde aux scénarios HFO. Les courbes jaunes représentent les PIP pour les scénarios sans interconnexion, et les courbes brunes pour ceux avec interconnexion.

Dans les graphiques de la première colonne (à gauche), les courbes jaune et marron sont similaires, indiquant que dans le scénario avec interconnexion, il n'y a pas de variation significative dans les PIP.

Dans les graphiques de la deuxième colonne (à droite), une différence significative entre les courbes jaunes et brunes est visible, indiquant que dans les scénarios HFO, l'interconnexion aurait un impact notable sur le plan d'investissement. En y regardant de plus près, les courbes brunes des figures de la colonne de droite (scénarios HFO) sont similaires à celles de la colonne de gauche, suggérant que la disponibilité de l'interconnexion a un effet comparable sur les plans d'investissement à celui du GPL à la place du HFO.

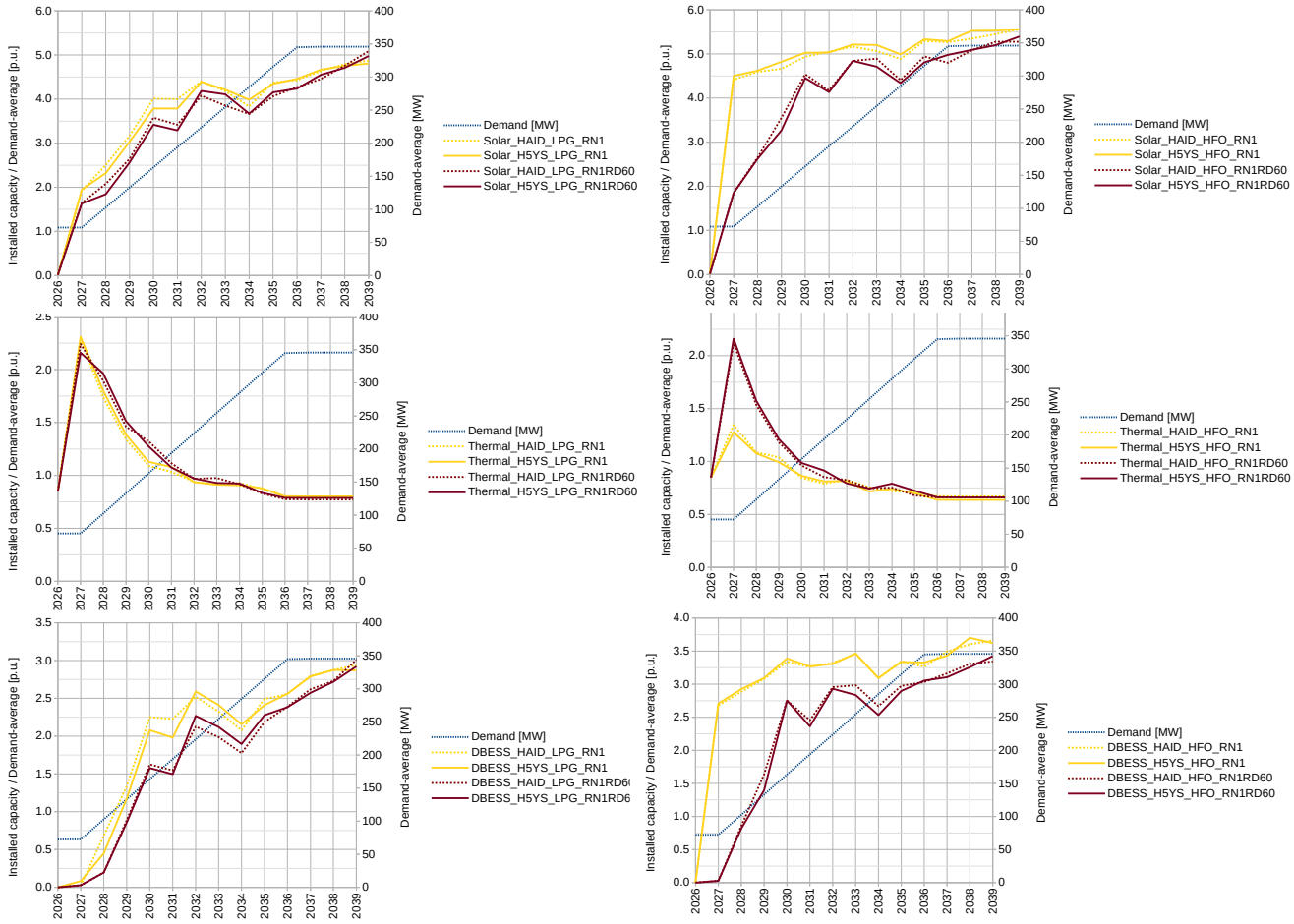


Fig. 50: Évolution de la capacité des PIP optimaux liée à l'interconnexion avec la République Dominicaine

La figure 51 présente les importations annuelles d'énergie en provenance de la République dominicaine. On constate qu'elles varient d'environ 300 GWh en 2027 à environ 200 GWh en 2039 dans les scénarios GPL, et d'environ 270 GWh en 2027 à environ 150 GWh dans les scénarios fioul lourd. Il peut paraître paradoxal que les importations soient plus importantes dans les scénarios GPL que dans ceux au fioul lourd, mais cela s'explique par le fait que, lors de la réoptimisation des plans d'investissement énergétique (PIE), les courbes brunes des graphiques de la colonne de gauche (scénarios GPL) de la figure 50 sont légèrement inférieures pour l'énergie solaire et les systèmes de stockage d'énergie par batterie (DBESS) par rapport aux courbes correspondantes de la colonne de droite (scénarios fioul lourd), et pratiquement identiques pour la capacité thermique (courbes brunes des figures de la rangée du milieu). Il en résulte une moindre disponibilité d'énergie solaire dans les PIE utilisant le GPL que dans ceux utilisant le fioul lourd, ce qui rend l'importation d'énergie plus

compétitive que la combustion de GPL. Ce résultat dépend sans aucun doute de la relation entre la répartition des coûts marginaux en République dominicaine et le prix du GPL en Haïti..

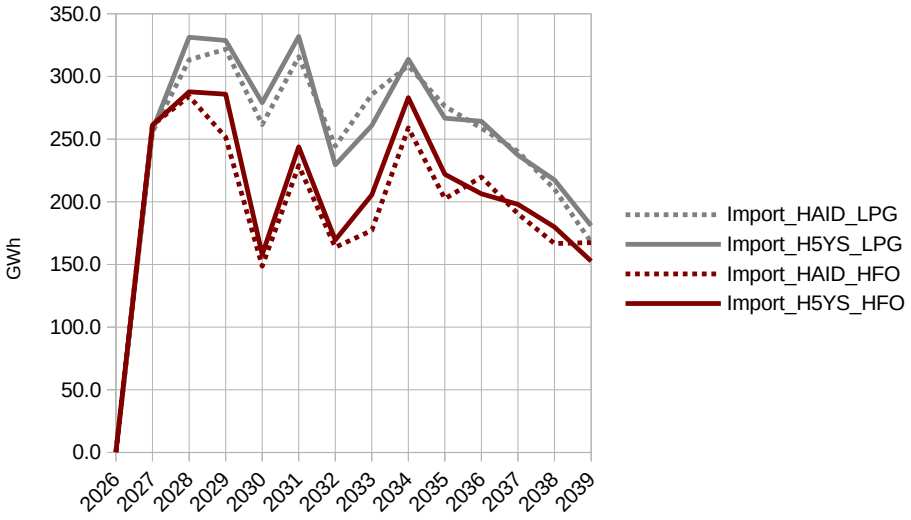


Fig. 51: Énergie importée de la République dominicaine

La figure 52 illustre l'énergie exportée du RN1 vers la République dominicaine. On constate que les valeurs, pratiquement nulles au début, augmentent progressivement jusqu'à environ 140 GWh pour les scénarios GPL et environ 160 GWh pour les scénarios fioul lourd. Les exportations sont légèrement supérieures dans les scénarios fioul lourd, car ces derniers bénéficient d'une plus grande disponibilité d'énergie solaire, ce qui génère un surplus exportable plus important.

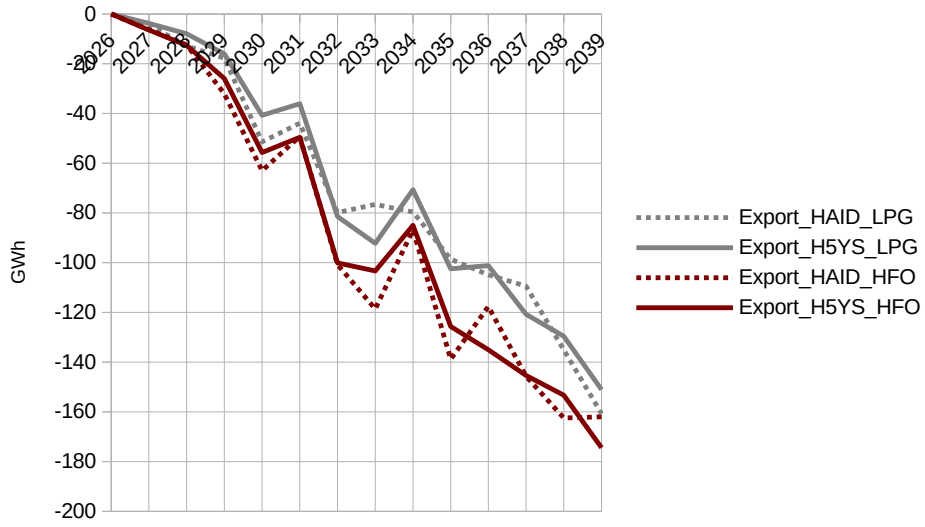


Fig. 52: Energy exported to the Dominican Republic

15. Évaluation de l'intérêt d'interconnecter les réseaux RN0 avec du GNL et RN1

Une salle SimSEE a été configurée avec les nœuds correspondant à RN0 et RN1 connectés par des arcs de connexion de 100 MW dans les deux sens. Ces arcs ont été considérés avec un facteur de perte de 5 %, une disponibilité de 0,9 et un temps de réparation moyen de 72 heures.

La disponibilité du GNL dans la région RN0 a été prise en compte. Le PIP du système interconnecté a été optimisé, et 100 simulations des processus stochastiques ont été réalisées afin de comparer la somme des coûts des régions RN0 (avec GN) et RN1, avec leurs PIP optimisés, au coût de toutes les régions, avec leurs PIP optimisés. La figure 53 présente la distribution statistique de l'annuité du bénéfice ainsi calculé. On constate que ce bénéfice est sensible aux scénarios de production hydroélectrique et de disponibilité du GPL ou du HFO.

Tableau 19: Expected value of the benefit annuity [MUSD]

_HAID_LPG	_HAID_HFO	_H5YS_LPG	_H5YS_HFO
6.8	15.7	9.6	12.5

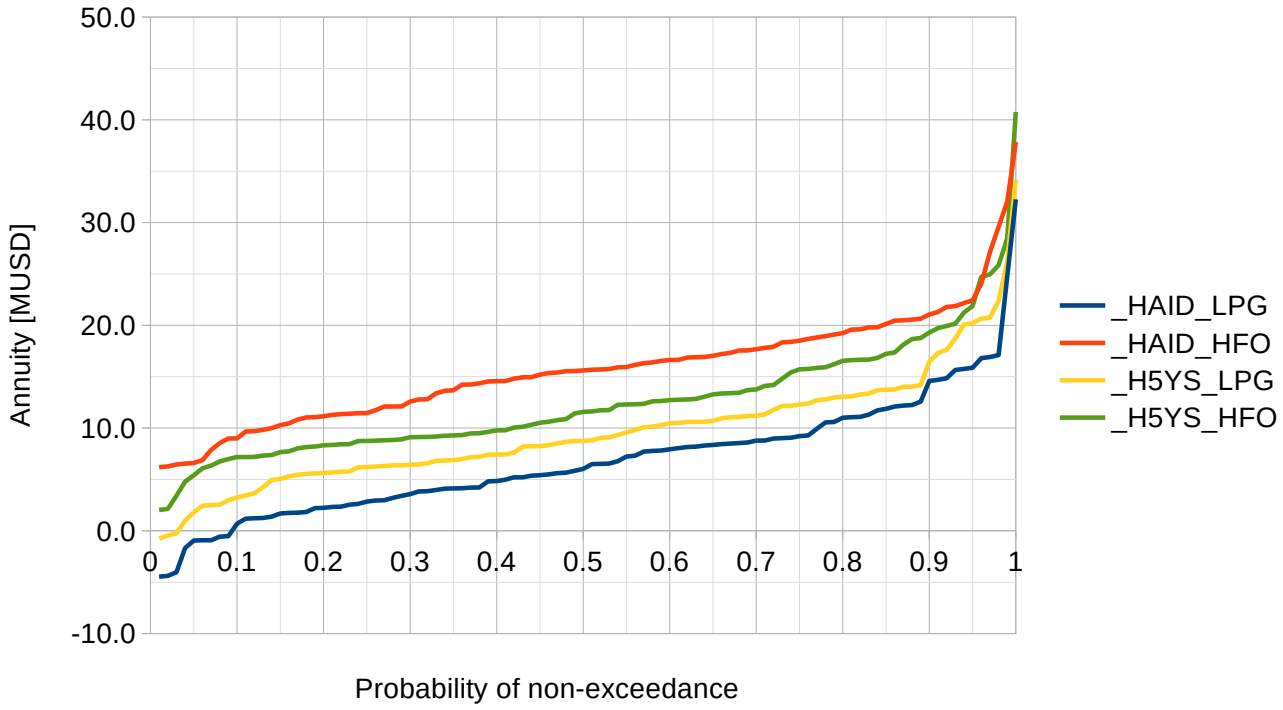


Fig. 53: Distribution statistique du bénéfice lié à l'interconnexion de RN0_LNG et RN1

La valeur attendue de la rente viagère est présentée dans le tableau 19 pour les quatre scénarios.

Si le coût annuel des investissements d'interconnexion, en tenant compte des CAPEX et des OPEX, était inférieur à ces valeurs, l'investissement d'interconnexion serait justifié.

16. Parc Industriel Caracol (PIC)

Un modèle spécifique est mis en œuvre pour le parc industriel de Caracol avec la possibilité de simuler les scénarios suivants:

- **ThermalOnly**. Dans le cas où l'on suppose que la demande est exclusivement satisfaite par les groupes électrogènes à moteur HFO existants (6 x 1,6 MW),
- **PIP_Base**. Dans lequel est modélisée l'installation en cours de 13,3 MW de capacité solaire et de 10 MWh (5 MW x 2 h) de DBESS,
- **PIP_Base_06MinThermal**. Il s'agit du même PIP que PIP_Base, mais nécessitant une production thermique minimale de 0,6 MW.

16.1. Demande industrielle et résidentielle

À partir de séries de données horaires distinctes pour la demande industrielle et résidentielle, un modèle stochastique a été entraîné sur ces séries historiques, en tenant compte de la température et du type de jour (semaine, jour férié ou demi-journée). Les séries utilisées correspondent à la demande horaire de 2018. Le modèle stochastique entraîné est un réseau de neurones qui prend en entrée le type de jour, la température et les signaux temporels, ce qui lui permet de déterminer la position du système dans le cycle annuel. Pour plus de détails sur le modèle, voir [4].

La figure 54 montre, à titre d’exemple, une semaine de la série de données horaires utilisée pour entraîner le modèle.

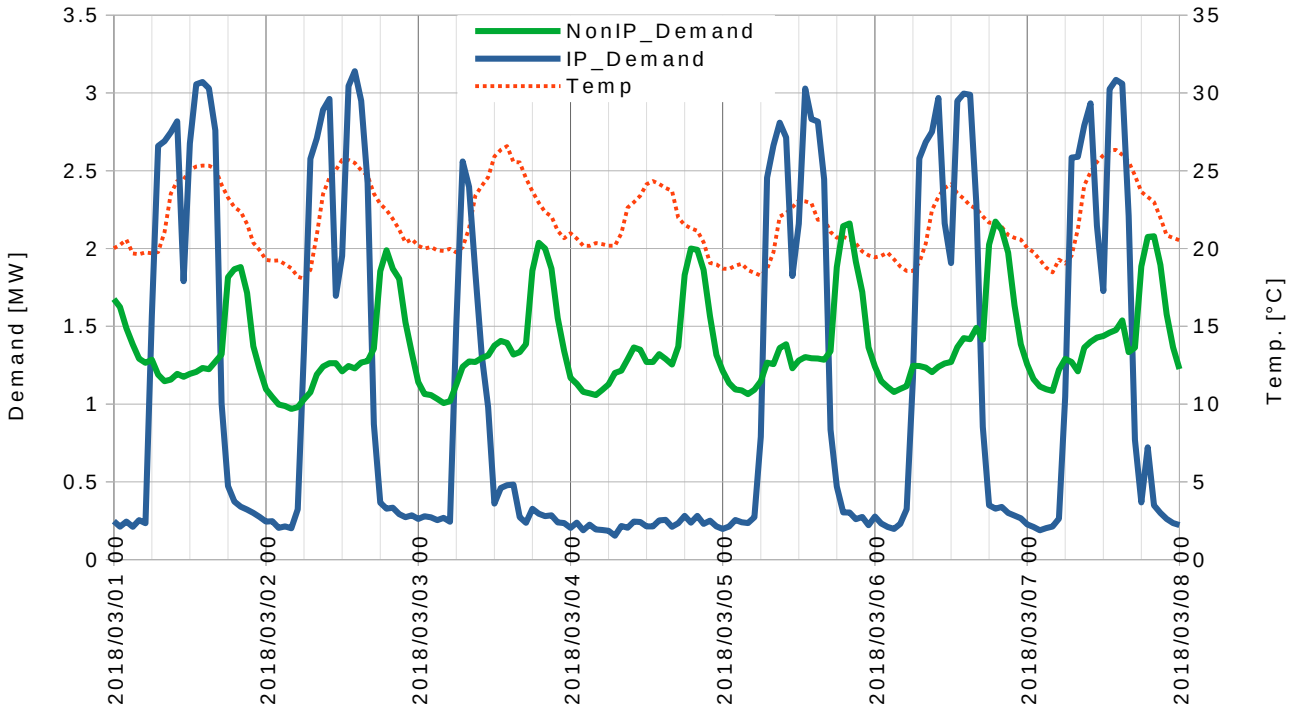


Fig. 54: Example of a week of hourly demand series

16.2. La ressource solaire

Pour la ressource solaire, le modèle à 11 sites développé pour Haïti (voir section 10) a été utilisé, le site 2 correspondant au parc industriel de Caracol. La figure 25, dans la même section, illustre le cycle annuel de la distribution du facteur de capacité prévu pour la production d'énergie solaire à cet emplacement.

16.3. Installations et capacité installée

La figure 55 montre l’emplacement des installations actuelles et en construction.

Fig. 55: Emplacement des installations existantes et en construction

La figure 56 résume les capacités installées actuelles (ThermalOnly) et celles en cours d'installation (PIP_Base), et en lignes horizontales la valeur de la demande maximale, moyenne et minimale.

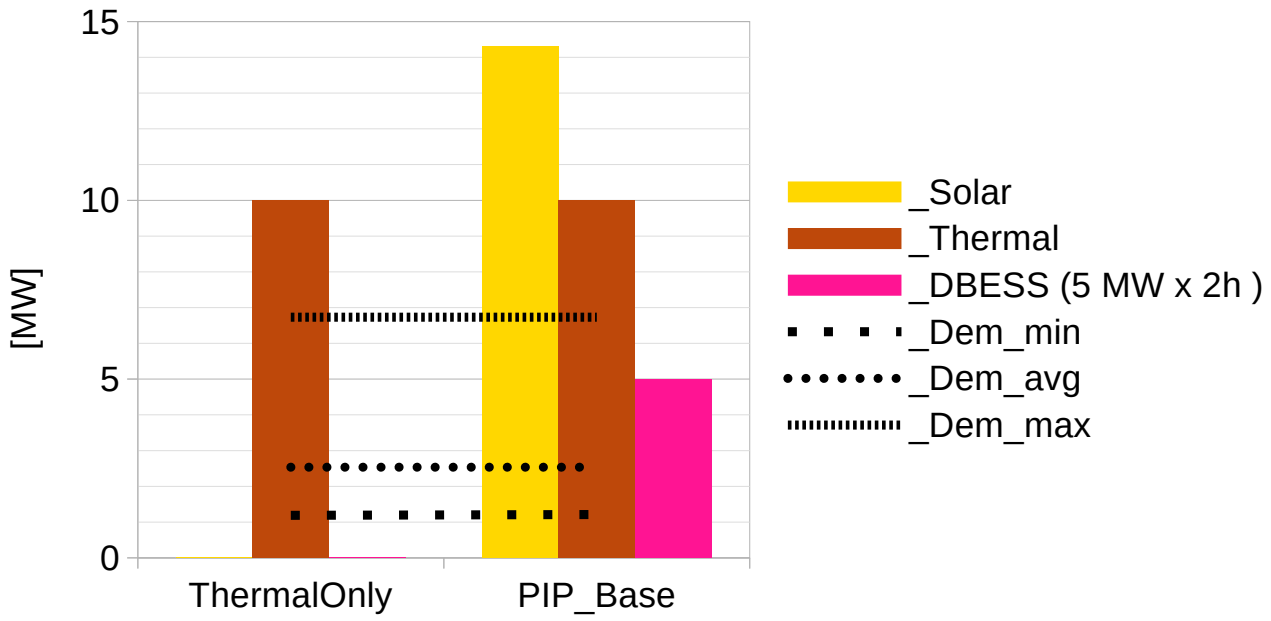


Fig. 56: Capacité thermique installée et en cours d'installation (Base)

16.4. Résultats de la simulation

Voici les résultats obtenus en simulant 1000 réalisations des processus stochastiques correspondant à ce que pourrait être l'année 2027 dans les différents scénarios.

La figure 57 présente le coût actualisé de l'énergie (LCOE) de l'électricité produite. Ce coût inclut les coûts fixes (rémunération de capacité) et les coûts variables (combustible et pièces de rechange), exprimés en dollars américains, pour la production totale d'électricité nécessaire à la satisfaction de la demande, ainsi que les pertes au niveau de la production. Le graphique de gauche illustre le LCOE des trois scénarios : la valeur attendue (en bleu) et les valeurs à risque, conditionnées par les variations de 5 % supérieures (en rouge) et inférieures (en vert). Le graphique de droite présente la contribution au LCOE des paiements de capacité (coûts fixes) et des coûts d'exploitation (OPEX) de la production thermique (combustible et coûts variables d'exploitation et de maintenance). Ces coûts n'incluent pas les coûts liés au transport, à la distribution ni à la gestion commerciale.

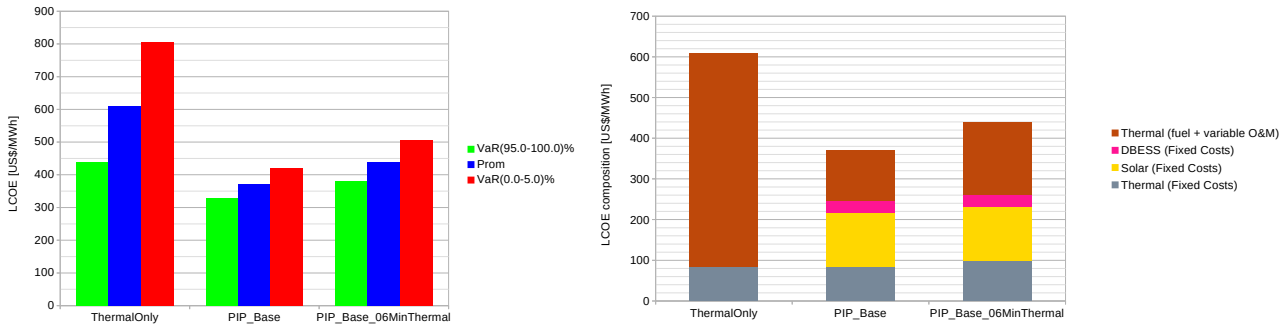


Fig. 57: Coût de l'énergie au niveau de la production

Comme le montre le graphique de gauche, l'ajout d'énergie solaire réduit le LCOE prévu de 610 US$/MWh à 371 US$/MWh dans le scénario PIP_Base et à 439 US$/MWh dans le scénario PIP_Base_06MinThermal. L'intégration de l'énergie solaire et d'un système de stockage d'énergie par batterie (DBESS) permet ainsi une réduction du LCOE de 239 US$/MWh si le système fonctionne sans l'exigence d'une capacité thermique permanente de 0,6 MW, et de 171 US$/MWh si son fonctionnement est soumis à la contrainte du maintien d'une capacité thermique minimale de 0,6 MW.

En plus de la réduction de la valeur attendue du LCOE, le même graphique de gauche de la Fig.57 montre la réduction du risque de coût conditionné par les 5 % supérieurs, qui passe de 806 US$/MWh du scénario ThermalOnly à 418 US$/MWh ou 505 US$/MWh selon que l'opération est considérée sans ou avec des restrictions de répartition.

La figure 58 présente la production par source en MW moyens, la demande totale (industrielle et résidentielle) au niveau de la production (ligne horizontale pointillée) et le coût marginal de production (étoiles). On constate qu'aucun des scénarios ne présente de rationnement significatif (en rouge). Dans les scénarios PIP_Base et PIP_Base_06MinThermal, la production totale excède la demande. Ceci s'explique par le fait que l'installation de panneaux solaires induit une production excédentaire (écrêtement) si la demande est suffisante pour la consommer. Dans la salle SimSEE, un point de consommation a été modélisé pour absorber cette énergie à un prix nul et l'enregistrer.

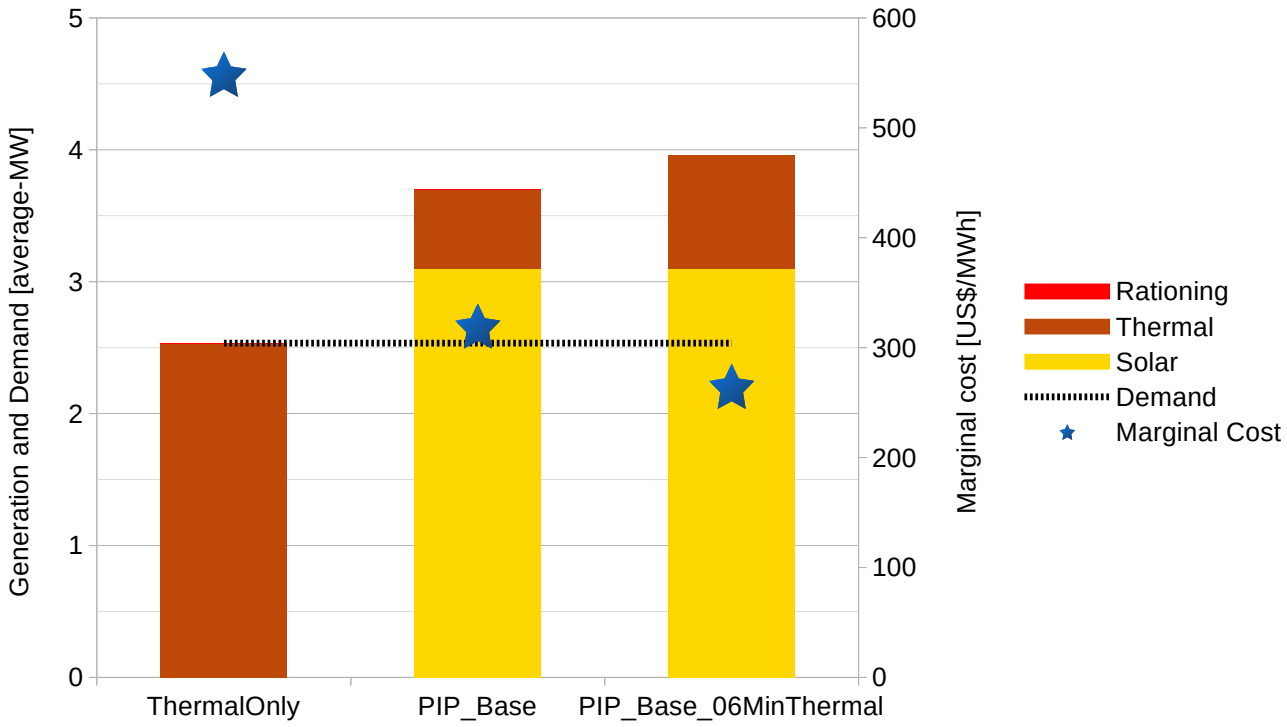


Fig. 58: Energy generated by source

Le coût marginal de production correspond au coût variable de la production thermique lorsque cette ressource fournit la marge (l'énergie qui permettra de satisfaire la prochaine augmentation de la demande). Lorsque le système de stockage d'énergie par batterie (DBESS) fournit cette marge, le coût marginal correspond au coût variable de la production thermique nécessaire pour remplacer l'énergie stockée dans les heures suivantes si elle n'était pas utilisée immédiatement (valeur future de l'énergie stockée). Ce coût est nul pendant les périodes de surplus de production solaire. Un surplus d'énergie solaire survient lorsque la puissance disponible excède la demande et la charge potentielle du DBESS. Ainsi, si une production thermique minimale est requise, les coûts de production et les surplus augmentent tandis que le coût marginal diminue.

17. À propos de la contrôlabilité du système

Les réseaux électriques connaissent des transformations importantes du fait de l'intégration des énergies renouvelables intermittentes. Cette transition, amorcée il y a une dizaine d'années, a permis d'acquérir les connaissances et les outils nécessaires à l'exploitation sûre de ces nouvelles sources d'énergie.

Le fonctionnement sûr d'un réseau interconnecté repose sur le maintien d'une certaine inertie de rotation afin que, en cas de variations soudaines du bilan de puissance, les systèmes de contrôle disposent du temps nécessaire pour rétablir ce bilan. Dans les réseaux traditionnels, cette inertie est fournie par les générateurs synchrones des centrales hydroélectriques ou thermiques. Avec l'intégration des énergies éolienne et solaire, qui se substituent à ces types de centrales, il est essentiel de garantir une inertie de rotation suffisante. La robustesse du réseau à cet égard est notamment mesurée par le ROCOF (taux de variation de fréquence), qui correspond à la vitesse de variation de la fréquence pour une valeur de dP donnée, représentant le déséquilibre de puissance nécessaire au maintien d'un fonctionnement sûr. La valeur de dP est généralement fixée à la puissance du groupe électrogène le plus puissant mis en service.

Outre le maintien de la stabilité de fréquence, liée à l'inertie de rotation, il est nécessaire de pouvoir fournir ou absorber de la puissance réactive aux différents nœuds du réseau afin de maintenir un profil de tension stable.

Dans le cadre des plans d'investissement pour Haïti, l'installation de systèmes de stockage d'énergie distribués (DBESS) de capacité importante garantit la capacité de fournir ou d'absorber instantanément de l'énergie en cas de déséquilibre électrique. Pour ce faire, l'électronique de puissance qui interconnecte les DBESS au réseau doit permettre un fonctionnement similaire à celui d'un générateur synchrone. De plus, la possibilité d'installer les DBESS de manière distribuée, en sélectionnant les postes de transformation où la régulation de tension est la plus aisée, permet à ces systèmes, fonctionnant comme des condensateurs synchrones, de fournir ou de consommer la puissance réactive nécessaire à la robustesse du réseau.

17.1. Technologie des onduleurs : formation du réseau versus suivi du réseau (Grid-Forming versus Grid-Following)

Les onduleurs de formation de réseau peuvent fonctionner de manière indépendante ou en coordination avec d'autres sources, tandis que les onduleurs de suivi de réseau dépendent du réseau pour fournir une référence de tension et de fréquence stable.

Les onduleurs de formation de réseau peuvent fournir un soutien en tension et en fréquence au réseau, notamment lors de perturbations ou de pannes, contrairement aux onduleurs de suivi de réseau.

L'intégration efficace des micro-réseaux et des réseaux régionaux, minimisant l'utilisation des combustibles fossiles, nécessitera des systèmes de stockage d'énergie par batterie pour fournir des services de contrôle de l'inertie et de la tension, pour lesquels ils doivent être équipés d'une technologie de formation de réseau.

Il est également important qu'ils puissent supporter les surcharges (par exemple, doubler leur puissance pendant 10 minutes). Cette caractéristique, peu coûteuse pour les onduleurs, renforce considérablement la robustesse du réseau.

18. À propos du fonctionnement optimal des systèmes DBESS et hydroélectriques

Les plans d'intégration de puissance (PIP) qui en résultent intègrent une importante capacité de stockage d'énergie par batteries (DBESS). Cette capacité permet le fonctionnement sûr des systèmes, l'énergie solaire étant la principale source d'énergie. Comme indiqué dans la section 17, parmi les objectifs du fonctionnement des DBESS figurent des actions de contrôle (à la milliseconde près) visant à maintenir l'équilibre de puissance instantané et les tensions dans des plages de sécurité face aux perturbations. Outre ces actions de contrôle, les DBESS, en tant que systèmes de stockage d'énergie, permettent de répondre à la demande en stockant l'énergie lorsque la production solaire, éolienne et/ou hydroélectrique (sans réservoirs) excède la demande. Cette énergie est ensuite utilisée ultérieurement lorsque la production de ces sources d'énergie est inférieure à la demande. L'utilisation de l'énergie stockée dans les DBESS est en concurrence pour la satisfaction de la demande avec la production potentielle des centrales thermiques disponibles, ainsi qu'avec la possibilité de réduire la demande ou de mettre en œuvre les premiers niveaux de rationnement afin d'éviter un rationnement plus sévère.

Le fonctionnement optimal d'une installation de stockage d'énergie nécessite la résolution d'un problème de programmation dynamique stochastique afin d'estimer la valeur future de l'énergie stockée. Cette estimation correspond à la valeur attendue des coûts explicites futurs (coûts de production thermique et de rationnement) que l'énergie stockée permettra d'éviter grâce à une utilisation future. La politique de fonctionnement optimale de l'installation de stockage d'énergie est celle qui équilibre les coûts évités ou encourus actuellement en utilisant ou non l'énergie, avec l'impact des coûts futurs liés à l'accès ou non à cette énergie. La plateforme SimSEE calcule cette politique de fonctionnement optimale et simule le fonctionnement optimal du système en fonction de cette politique.

Les mêmes salles SimSEE utilisées pour la simulation permettant de déterminer les PIP pourront être utilisées ultérieurement par l'opérateur de chaque réseau pour surveiller en permanence le fonctionnement optimal suggéré, en intégrant les prévisions de production d'énergie solaire et éolienne ainsi que les contributions aux centrales hydroélectriques pour les 240 prochaines heures. Actuellement, il est possible d'obtenir des prévisions de production pour les 72 prochaines heures avec une très bonne précision et des informations significatives pour les 10 prochains jours.

À titre d'exemple, la figure 59 illustre la distribution de la valeur espérée du fonctionnement futur pour 1000 réalisations des processus stochastiques, avec et sans optimisation interjournalière du fonctionnement du système de stockage d'énergie par décharge (DBESS) pour RN5. Dans les deux cas, une stratégie d'optimisation intrajournalière est utilisée, intégrant les prévisions disponibles pour la journée. Avec l'optimisation interjournalière, une politique de gestion de l'énergie stockée dans le DBESS est élaborée, estimant la valeur future de cette énergie. En d'autres termes, elle calcule le coût du stockage d'énergie dans le DBESS le lendemain.

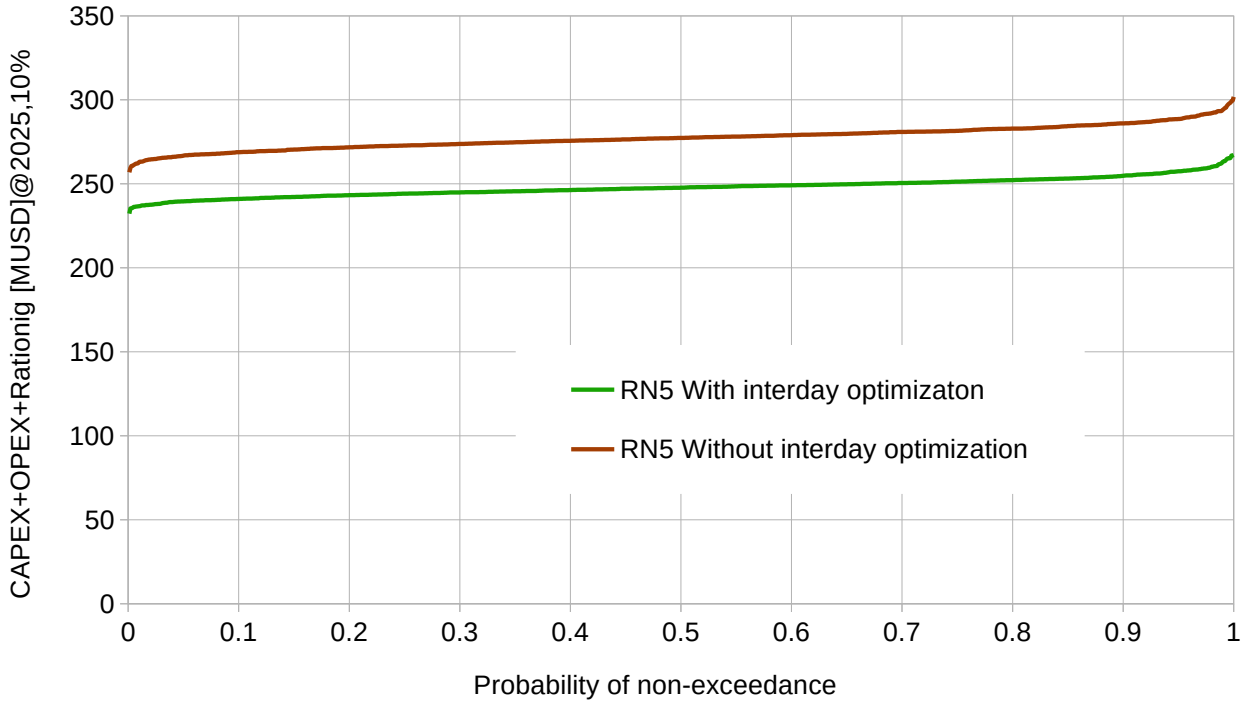


Fig. 59: Répartition de la valeur actuelle des coûts futurs d'investissement (CAPEX), d'exploitation (OPEX) et de rationnement.

Le tableau 20 présente l'espérance et l'écart type des deux distributions, ainsi que leur différence. On constate que cette différence de 29,5 millions de dollars américains est plusieurs fois supérieure à l'écart type de chacune des distributions, ce qui démontre clairement que l'optimisation interjournalière réduit significativement les coûts variables.

Tableau 20:Valeur attendue et variation de la valeur actuelle des coûts futurs d'investissement (CAPEX), d'exploitation (OPEX) et de rationnement

	[MUSD]	[MUSD]	[MUSD]
	RN5 With interday optimizaton	RN5 Without interday optimization	diff WO-W
Expected value	247.9	277.4	29.5
Standard deviation	5.4	6.7	1.3

La figure 60 illustre le rationnement journalier de pointe, par unité de demande de pointe, pour une probabilité de dépassement de 5 %. Comme le montrent les courbes continues, le risque de rationnement présente une saisonnalité annuelle, avec un pic maximal en fin d'année et des valeurs minimales en début d'année. Les courbes en pointillés correspondent aux moyennes mobiles annuelles des courbes continues et permettent d'observer les variations du comportement du système. On distingue trois périodes:

- ***Période pré-hydraulique***, de 2027 à 2032, que l’on pourrait appeler l’horizon pré-hydraulique,
- ***Période de transition*** vers les centrales hydrauliques, de 2033 à 2037, et la
- ***Période post-hydraulique***, à partir de 2037.

En supposant la mise en service de nouvelles centrales hydroélectriques en 2034, l'optimisation du plan d'investissement aboutit à une installation optimale durant la période précédant la mise en service. Cependant, vers la fin de cette période, l'installation de systèmes solaires et de stockage d'énergie distribuée (SED) est suspendue, dans l'attente de l'arrivée des centrales hydroélectriques. Ceci explique l'augmentation du risque en 2032 et 2033. Les centrales hydroélectriques entrent ensuite en service en 2034 et, pendant quelques années, les excédents de ressources réduisent le risque. Par la suite, la croissance de la demande accroît à nouveau le risque. Durant la période suivant la mise en service des centrales hydroélectriques, puisque la quantité de SED n'augmente pas et que les centrales hydroélectriques sont supposées fonctionner au fil de l'eau (sans possibilité de transfert d'énergie entre les jours), la différence entre les deux modes de fonctionnement est moins marquée que durant la période précédant la mise en service.

Les projets hydroélectriques dont la capacité de réservoir dépasse une journée pourraient fonctionner selon une politique inter-journalière et offriraient à cet égard le même type d'avantage que les systèmes DBESS.

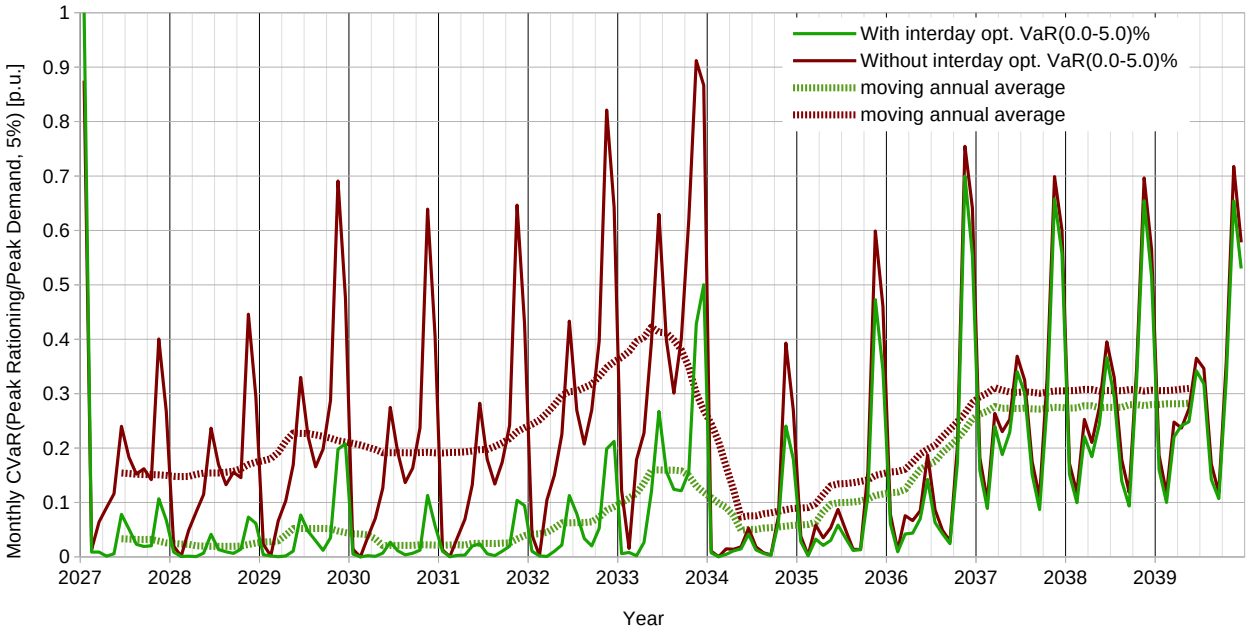


Fig. 60: Rationnement de pointe journalier par unité de demande de pointe journalière conditionné par un dépassement de 5 %.

Comme on peut le constater, l'optimisation du fonctionnement inter-journalier des systèmes DBESS présente un intérêt considérable.

Tout au long de la simulation, les centrales hydroélectriques étaient considérées comme au fil de l'eau. Cependant, à l'avenir, si des systèmes de télécommande sont installés, un fonctionnement optimal, similaire à celui des systèmes de stockage d'énergie par batterie (DBESS), offrira des avantages comparables. Pour ce faire, la centrale hydroélectrique nécessite une capacité de retenue minimale afin de stocker sa production pendant quatre heures. Cette capacité étant minimale, et avec une conception appropriée, plusieurs centrales hydroélectriques pourraient fonctionner simultanément, assurant ainsi le même service de stockage que les DBESS.

19. ANNEXE Paiements de capacité

19.1. Introduction

Les paiements pour la mise à disposition de capacités correspondent à la rémunération des coûts fixes d'un investissement, incluant le recouvrement des coûts d'investissement et des coûts d'exploitation et de maintenance. Les prix sont supposés être en monnaie constante et le taux d'actualisation utilisé sert à comparer les projets avant impôts et financement.

Pour optimiser un plan d'expansion d'investissement dans SimSEE, il existe généralement deux options : configurer les montants d'investissement directement dans OddFace ou configurer les paiements pour la capacité disponible au sein même de la salle SimSEE.

Il est généralement plus pratique de configurer les paiements dans la salle afin d'inclure le coût total dans les simulations. L'option de configuration des coûts dans OddFace a été implémentée pour prendre en compte la dépréciation des coûts des options. Par exemple, le coût de l'énergie solaire installée en 2025 est de 1600 $US/kW (CAPEX + OPEX, en dollars US de 2025, l'OPEX étant actualisé à un taux réel $\alpha = 10\%$ pour obtenir sa valeur actuelle). Les estimations de dépréciation du prix de l'énergie solaire indiquent que sur ces 1 600 $US/kW, une partie $p = 0.48$ subira une réduction annuelle réelle (en dollars constants) correspondant à un taux de $\theta = 6.6\%$.

19.2. Financement des technologies par la capacité sans dépréciation des prix

Si les coûts fixes étaient non dégressifs, et f_d si représente le facteur de disponibilité (prenant en compte à la fois l'indisponibilité fortuite et celle liée à la maintenance programmée) de la technologie, en utilisant un taux d'actualisation α , le paiement pour la puissance disponible est calculé comme suit:

$$PP = \frac{I}{HS(q,n)} \quad , \qquad (10)$$

où:

- I Il s'agit de la valeur actuelle des coûts fixes exprimée en USD/MW installé. Dans l'exemple du solaire, ce serait : $I = 1600000\,USD/MW$
- $q = \frac{1}{1+\alpha}$ est le facteur d'actualisation annuel.
- n sont les années de durée de vie utile de l'installation.

- $H = fd \times 8760$ représentent le nombre d'heures disponibles prévues par an.
- $S(q,n) = \sum_{i=0}^{n-1} q^i = \frac{1-q^n}{1-q}$ est la série géométrique du facteur d'actualisation annuel pour les années de durée de vie de l'installation.

19.3. Paiement de capacité pour les technologies dont les prix baissent

Le module PIG de l'optimiseur OddFace, conçu pour optimiser les investissements dans la production d'énergie, permet de définir, parmi les options d'investissement, un prix à une date précise, une part de ce prix soumise à l'amortissement et le taux annuel appliqué à cette part. Si le problème d'optimisation est configuré de cette manière, les paiements de capacité dans l'espace SimSEE pour les technologies ainsi configurées doivent être fixés à zéro. Ceci présente l'inconvénient que ces paiements ne sont pas reflétés dans l'espace SimSEE et, par conséquent, ne sont pas directement pris en compte dans les simulations effectuées après l'obtention du plan d'investissement optimal.

Pour configurer directement les paiements de coûts fixes avec amortissement dans la salle SimSEE, il est proposé d'indexer le paiement de disponibilité de l'acteur par un indice reflétant l'amortissement, de sorte que les unités entrant dans le système à un instant donné recouvrent les coûts fixes correspondant à leur durée de vie utile. Bien que cette seconde option de configuration soit légèrement plus complexe à mettre en œuvre, elle présente l'avantage de rendre explicites les valeurs d'amortissement dans la salle SimSEE et, par conséquent, de les rendre disponibles dans la salle résultant de l'optimisation du plan d'investissement.

Dans l'exemple solaire présenté en introduction, un parc mis en service en année 0 (année zéro = 2025) doit percevoir, durant sa durée de vie utile, un paiement par MW mis à disposition (MW d'équipement disponible, et non d'énergie disponible) qui, actualisé avec le taux d'actualisation α , , permet de recouvrer le coût d'investissement $I_0 = 1{,}6E6\, US\$/MW$. Si un parc est mis en service en année k , la somme des paiements actualisés doit être telle qu'elle permette de recouvrer la valeur:

$$I_k = \left(\beta^k p + (1-p)\right) I_0 \quad , \qquad (11)$$

où:

- p est la partie des coûts fixes sujette à la dépréciation, (0,48 dans l'exemple de l'introduction).
- $\beta = \frac{1}{1+\theta}$ représente le facteur de décroissance annuel de la part p des coûts fixes.

L'objectif est donc de trouver une rémunération r_k qui permette d'atteindre:

$$I_k = H \sum_{i=0}^{n-1} q^i r_{k+i} \quad , \qquad (12)$$

Il est proposé d'utiliser une rémunération comportant une partie fixe et une autre comportant une partie décroissante:

$$r_k = r_f + r_v \gamma^k \quad , \qquad (13)$$

En substituant (11) et (13) dans (12), on obtient:

$$\left(\beta^k p + (1-p)\right) I_0 = H\, r_f \sum_{i=0}^{n-1} q^i + H\, r_v \sum_{i=0}^{n-1} q^i \gamma^{k+i} \quad , (14)$$

et par des opérations et des réarrangements, nous obtenons:

$$I_0(1-p) + I_0\, p\, \beta^k = H\, r_f \sum_{i=0}^{n-1} q^i + H\, r_v \gamma^k \sum_{i=0}^{n-1} (q\gamma)^i \quad , \qquad (15)$$

Notez qu'en considérant $\gamma = \beta$ et en égalant les termes de (15), il est possible de calculer:

$$r_f = \frac{I_0(1-p)}{H \sum_{i=0}^{n-1} q^i} = PP(1-p) \quad , \qquad (16)$$

et

$$r_v = \frac{I_0\, p}{H \sum_{i=0}^{n-1} (q\beta)^i} = PP\; p \frac{S(q,n)}{S(q\beta,n)} \quad , \quad (17)$$

qui répondent à la condition (12).

Pour l'exemple donné dans l'introduction:

- $I_0 = 1{,}6\text{E}6\, US\$/MW_{\text{installé}}$
- $p = 0{,}48$
- $f_d = 0{,}98 \Rightarrow H = 8760 * 0{,}98 = 8584{,}8\, h$
- $q = \frac{1}{1{,}1}$, $\beta = \frac{1}{1{,}066}$ y $n = 30$
- $\sum_{i=0}^{n-1} q^i = 10{,}3696059136871$
- $\sum_{i=0}^{n-1} (q\beta)^i = 6{,}73651425253502$
- $PP = 17{,}9732886459169\, USD/MWh$

- $\frac{S(q,n)}{S(q\beta,n)} = 1{,}5393132894783$
- $r_f = 9{,}39\, USD/MWh$ y $r_v = 13{,}26\, USD/MWh$

Pour configurer le comportement de dégradation dans une salle SimSEE, une solution consiste à définir le paiement de disponibilité (pour la centrale, et non pour l'énergie) à 1 USD/MWh pour l'acteur et à créer une source d'opérateur multi-sources avec un terminal de sortie représentant le paiement de capacité intégrant le calcul de dégradation. Dans cet exemple, le script source pourrait être:

```
kYear := anio_InicioDelPaso( ) - 2025.0;

// payments in US$/MW-h
Eol_offshore:= 73.94 + 51.96 * 0.830233837342168^kYear;
Eol_onshore:= 29.13 + 20.47 * 0.830233837342168^kYear;
Sol_community:= 22.83 + 32.23 * 0.852183220796304^kYear;
Sol_utility:= 12.31 + 17.38 * 0.852183220796304^kYear;

// payments in US$/MWh-h @4h storage capacity
DBESS_utility:= 5.08 + 6.18 *0.728019590650254^kYear;
BESS_community:= 7.62 + 9.28 *0.728019590650254^kYear;
```

Fig. 61: Source pour le calcul des paiements pour la capacité installée

Dans les scripts SimSEE, le point “.” doit être utilisé comme séparateur décimal et la fonction anio_InicioDelPaso() renvoie l'entier qui représente l'année à laquelle correspond chaque étape de simulation/optimisation.

20. ANNEXE Fondements de l'optimisation marginaliste

Dans le secteur de l'électricité, les investissements réalisés sont difficiles à démanteler. Par conséquent, pour optimiser la production et répondre à la demande à chaque heure, seuls les coûts variables de production sont pris en compte. Ceci conduit au concept d'avantage marginal de substitution et induit la mise en place d'une tarification de marché basée sur le coût marginal de production.

20.1. Coût marginal de production

Pour une heure donnée, le coût marginal de production est défini comme le coût variable de la ressource ayant le coût variable le plus élevé, mobilisée pour répondre à la demande pendant cette heure.

Dans SimSEE, les acteurs de nœuds gèrent la contrainte de répartition, qui impose que la somme des puissances signées injectées dans le nœud (générateurs avec un signe positif et demandes avec un signe négatif) soit nulle. Dans le problème d'optimisation visant à résoudre la répartition optimale, la variation du coût total pour un déplacement de cette contrainte d'une unité est donnée par le multiplicateur de Lagrange correspondant. Une fois la répartition résolue, chaque nœud lit le multiplicateur de Lagrange correspondant et le publie sous la forme "cmg" (acronyme espagnol de Marginal Generation Cost).

20.2. Profit marginal de substitution

Comme indiqué précédemment, pour une répartition optimale à chaque heure, seuls les coûts variables des ressources de production sont pris en compte. Une fois la répartition déterminée, le coût variable de la ressource ayant le coût variable le plus élevé correspond au coût marginal de production (cmg) pour l'heure. Il est à noter que si cv_i représente le coût variable de production du générateur i , alors $cv_i \leq cmg$ pour tous les générateurs utilisés durant cette heure.

Si un générateur i produisait 1 MW de moins, l'un des générateurs ayant un coût marginal ($cv_i = cmg$) devrait produire ce MW supplémentaire, et le coût additionnel pour le système serait alors égal à ($cmg - cv_i$). Cela permet d'attribuer au générateur i un profit marginal de substitution pour cette heure de fonctionnement, égal à:

$$B_{ih} = P_{ih}\left(cmg_h - cv_{ih}\right) \quad , \qquad (18)$$

où:

- B_{ih} représente le bénéfice marginal de substitution du générateur i pendant l'heure h

- P_{ih} La puissance fournie/distribuée par le générateur i pendant l'heure h
- cmg_h représente le coût marginal de production résultant de l'heure h
- cv_{ih} représente le coût de production variable du générateur i à l'heure h

20.3. Marchés de l'énergie et des capacités

La valeur $b_{ih}=cmg_h-cv_{ih}$ de l'équation (18) peut être interprétée comme le bénéfice pour l'ensemble du système (grâce aux économies sur les coûts variables) résultant de la présence du dernier MW installé de production à coût variable cv_{ih} . Il ressort de cette observation que tant que cette valeur $b_{ih}=cmg_h-cv_{ih}$ est supérieure aux coûts fixes de la technologie correspondant au coût cv_{ih} , l'installation d'un MW supplémentaire de cette technologie entraînera une réduction des coûts pour le système.

Cette observation sert d'outil pour concevoir l'expansion optimale des investissements dans la production d'électricité et explique pourquoi de nombreuses interventions sur les marchés de l'énergie à court terme fixent un prix spot égal au coût marginal de production. En fixant le prix de cette manière, chaque producteur, quel que soit son type de technologie, serait incité à installer des MW supplémentaires jusqu'à ce que le revenu total perçu, intégrant la valeur actuelle nette (VAN) $b_{ih}=cmg_h-cv_{ih}$ sur la durée de vie de l'installation, soit égal à la VAN totale des coûts fixes associés à ces MW supplémentaires.

Si tous les agents étaient marginaux par rapport au système et capables d'absorber sans coût supplémentaire le risque associé à la volatilité du cmg_h , , la mise en place d'un marché de l'énergie pur (sans besoin de rémunération de la capacité), fixant le prix spot de l'énergie égal au coût marginal de production, conduirait à l'installation optimale des ressources de production, c'est-à-dire celle qui aboutit à la valeur attendue la plus faible du coût de la satisfaction de la demande.

En pratique, la volatilité des coûts marginaux de production, notamment dans les systèmes à forte composante hydroélectrique, empêche les acteurs du secteur d'intégrer dans leurs plans d'investissement les coûts marginaux élevés, bien qu'improbables, généralement associés aux sécheresses prolongées entraînant un rationnement de l'énergie. Faute de prise en compte de ces risques extrêmes, potentiellement très lucratifs, par les investisseurs potentiels, le système n'atteint pas l'équilibre optimal en termes de demande. C'est pourquoi la plupart des mécanismes de marché ont plafonné le prix spot de l'énergie et créé un marché de capacité distinct du marché de l'énergie. En théorie, pour maintenir un équilibre optimal, les producteurs d'électricité sur le marché de capacité devraient compenser la baisse de revenus induite par le plafonnement des prix sur le marché de l'énergie.

L'intégration croissante de sources d'énergie variables à coût nul, telles que l'énergie solaire et éolienne, engendre un risque supplémentaire sur les marchés de l'énergie, au-delà des sécheresses extrêmes. C'est pourquoi on observe une tendance mondiale à l'amélioration des marchés de l'énergie et de la capacité existants, condition indispensable à la viabilité financière des projets. En définitive, le principal acteur à risque dans tout système est la demande, et il est logique de transférer ce risque aux producteurs dans la mesure où ils peuvent le prendre en compte sans imposer de coûts supplémentaires à la demande. Où se situe le juste équilibre entre la séparation des marchés de l'énergie et de la capacité ? Cette question complexe dépend assurément de la taille de chaque système et du nombre d'acteurs pouvant intervenir sur les marchés respectifs.

Quelle que soit la mise en œuvre des marchés, la base conceptuelle sert d'outil pour réfléchir et concevoir l'expansion optimale des systèmes.

20.4. Valeur future de l'énergie stockée

Dans les explications des sections précédentes, le coût variable de production des ressources, cv_ih, a été utilisé. Celui-ci correspond au coût explicite des centrales thermiques ou est nul pour les centrales éoliennes et solaires (si les coûts d'exploitation et de maintenance sont considérés comme fixes à 100 %). Cependant, dans les centrales disposant d'une capacité de stockage d'énergie, comme une centrale hydroélectrique avec réservoir, la valeur de cv_ih à prendre en compte pour la gestion de la production à l'heure h est la valeur espérée des coûts variables explicites évités si, au lieu d'utiliser les MWh à l'heure h, ils sont stockés pour une utilisation ultérieure. Cette possibilité de stocker une ressource crée un lien temporel entre les décisions de gestion de la production et complexifie leur résolution. Le problème de la détermination de la valeur future de l'énergie stockée est un problème de programmation dynamique stochastique (en termes mathématiques). SimSEE propose deux méthodes pour obtenir la politique d'exploitation, qui est, en résumé, la fonction calculant la valeur de cv_ih des ressources stockables pour chaque étape de simulation et pour chaque état du système. Cette section n'a pas pour but d'entrer dans le détail de la résolution du problème de planification dynamique stochastique ; elle vise simplement à introduire le concept du coût variable attribué à l'utilisation de l'énergie stockée en tant que valeur future.

20.5. Gradients d'investissement (GI)

Dans SimSEE, il est possible de configurer pour les différentes technologies de production : le nombre d'unités de production installées, les coûts fixes (CAPEX + OPEX) sous forme de paiements pour la capacité mise à disposition et les coûts variables (combustible et OPEX).

Pour l'installation d'une unité supplémentaire d'une technologie donnée, le bénéfice net (bénéfice lié à la substitution du coût variable de la ressource, qui génère des marges moins les coûts fixes) produit par le dernier MW installé peut être calculé comme suit:

$$B_k = \left\langle \sum_{j=0}^{N-1} q^j \left(\left(cmg_{r(k+j)} - cv_{r(k+j)} \right) e_{r(k+j)} - cf_{r(k+j)} p_{r(k+j)} \right) \right\rangle_r = \left\langle B_{rk} \right\rangle_r \quad , \qquad (19)$$

Où:

- k est l'étape de temps
- j Identifie l'étape temporelle au sein du cycle de vie du projet. Elle varie de 0, correspondant à l'étape d'installation du nouveau MW, à N-1, la dernière étape du cycle de vie de la technologie.
- r représente l'identifiant de la réalisation du processus stochastique correspondant à chaque scénario de simulation. Les parenthèses correspondent à la valeur attendue dans l'ensemble des réalisations possibles.
- B_{rk} est la valeur actuelle du bénéfice net correspondant à la réalisation r .
- q est le facteur d'actualisation pour le calcul de la valeur actuelle, si est α le taux d'actualisation annuel et la durée de l'intervalle de temps est de dh heures, $q = \left(1/\left(1+\alpha\right)\right)^{\left(dh/8760\right)}$
- $cmg_{r(k+j)}$ est le coût marginal résultant à l'étape $k+j$ de la simulation de réalisation r .
- $cv_{r(k+j)}$ est le coût de génération variable correspondant à l'étape $k+j$ de la simulation de réalisation r .
- $cf_{r(k+j)}$ est la rémunération de la capacité mise à disposition calculée comme expliqué dans la section 19 correspondant à l'étape $k+j$.
- $p_{r(k+j)}$ vaut 1 si la puissance en MW était disponible à l'étape $k+j$ de simulation de réalisation r , et 0 sinon. Seule la disponibilité des équipements est prise en compte ici, et non celle de la ressource énergétique.
- $e_{r(k+j)}$ Il s'agit de l'énergie effectivement fournie lors de l'étape $k+j$ de simulation de réalisation r par le générateur. Elle correspond à la conjonction de la disponibilité de l'équipement $p_{r(k+j)} = 1$, de la ressource associée (éolienne, solaire, hydroélectrique) et de la mise en service du générateur par le système de gestion de l'énergie.

Si la valeur $B_k > 0$, il serait conseillé d'installer un MW supplémentaire de la technologie k en question à l'étape. Si la valeur $B_k < 0$, il y a surinstallation de la technologie à cette étape.

Pour comparer les technologies dans lesquelles il est le plus avantageux d'investir, ou lesquelles présentent le plus grand potentiel d'investissement, nous définissons le gradient d'investissement de la technologie comme suit:

$$GI_k = \left\langle \frac{B_{rk}}{\sum_{j=0}^{N-1} q^j \left(cv_{r(k+j)} e_{r(k+j)} + cf_{(k+j)} p_{r(k+j)} \right)} \right\rangle_r \quad ,(20)$$

Avec cette définition, à l'instant k, le rendement GI_k d'une technologie d'expansion potentielle indique le profit net généré par les coûts estimés. La technologie la plus rentable serait celle dans laquelle investir en premier. L'ajout de MW supplémentaires de cette technologie réduira le coût marginal, modifiant ainsi les rendements. Une nouvelle évaluation du rendement GI_k nous permettra alors de décider de la marche à suivre pour l'expansion. En théorie, en l'absence de contraintes supplémentaires, tous les rendements GI_k finiraient par s'annuler.

En pratique, des restrictions supplémentaires peuvent limiter l'application de la méthode du gradient. Par exemple, dans les analyses préparées pour Haïti, les centrales éoliennes, solaires et thermiques, ainsi que les systèmes de stockage d'énergie par batteries, ont été envisagés comme options de développement, avec une possibilité d'installation dès janvier 2027. Cependant, des projets hydroélectriques devraient entrer en service en 2034 et 2035. Cela signifie que les projets installés avant la mise en service de ces centrales hydroélectriques verront leurs revenus diminuer en 2034, 2035 et 2036 ($GI_k < 0$), et ce jusqu'à ce que la croissance de la demande rende à nouveau rentable l'installation de MW supplémentaires. Ces restrictions supplémentaires ne remettent pas en cause la signification des gradients d'investissement ni leur utilité pour la planification ; elles exigent simplement une plus grande prudence dans leur interprétation.

Les acteurs de SimSEE publient les variables suivantes, qui peuvent ensuite être sélectionnées pour la présentation et les calculs post-simulation avec l'application SimRes3:

- "***E*cmg***" représente la valeur de l'énergie fournie dans chaque intervalle de temps, évaluée au coût marginal correspondant.
- "***cdpSinPenalidadesExtra***" représente le coût d'exploitation variable encouru pendant la période considérée. Pour les générateurs thermiques, il correspond au coût du combustible. Pour les générateurs éoliens, solaires et hydroélectriques, il est nul.
- "***Ingreso_PorDisponibilidad***" correspond au paiement de capacité reçu par le générateur dans l'étape temporelle.

Ces variables possèdent des séries temporelles (une valeur par pas de temps) pour chacune des réalisations du processus stochastique simulé. Cela permet de calculer les gradients d'investissement à l'aide des opérations disponibles dans SimRes3. Les modèles de calcul SimRes3, val_SolDBESS.sr3 et val_hydros.sr3, contiennent les définitions nécessaires au calcul des gradients d'investissement des options d'expansion et des projets hydroélectriques considérés.

20.6. Optimisation du plan d'investissement possible en fonction des gradients d'investissement

La salle SimSEE démarre avec une unité d'investissement dans chacune des technologies candidates et l'algorithme suivant est exécuté de manière répétée:

a) Simulation

IIl est possible de représenter les informations PIP, informations contenues dans la salle SimSEE, sous forme d'une matrice U(jStage, jActor) avec le nombre d'unités installées dans chaque étape pour chaque acteur, où jStage et jActor, allant de 1 au nombre d'étapes de décision et de 1 au nombre de types d'options d'investissement, sont des ordinaux qui identifient respectivement l'étape de décision et l'acteur.

Le fonctionnement du système défini par la salle SimSEE est simulé sur l'ensemble de l'horizon.

Le résultat principal est une matrice GI(jStage, jActor) avec les gradients d'investissement pour chaque acteur dans chaque étape.

b) Identification des acteurs et des étapes avec marges de décision

Étant donné une scène et un acteur, il est possible de réduire le nombre d'unités U(jStage, jActor) si l'une des conditions suivantes est remplie :

• U(jStage, jActor) > 0 et jStage = 1. Il s'agit de la première étape et des unités sont installées.

• U(jStage, jActor) – U(jStage-1, jActor) > 0. Le nombre d'unités installées dans l'étape jStage est supérieur à zéro.

• U(jStage, jActor) – U(jStage-TL(jActor), jActor) > 0. TL(jActor) représente la durée de vie des unités de type jActor, exprimée en nombre d'étapes de décision. Cette condition est remplie si certaines unités ont déjà atteint la fin de leur durée de vie et sont donc retirées du système.

Étant donné une scène et un acteur, il est possible d'augmenter le nombre d'unités U(jStage, jActor) si le nombre d'unités déjà installées est inférieur au maximum admissible (entrée de la planification).

c) Identification des acteurs et des scènes présentant les GI les plus faibles et les plus élevés

L'étape et l'acteur sont sélectionnés, avec une marge de décision, avec un gradient d'investissement (GI) maximal et minimal. Les valeurs annuelles correspondantes du gradient d'investissement (GI) déterminent l'acteur (jActorMax) et l'étape de décision (généralement l'année) avec le GI le plus élevé (jStageMax) et ceux avec le GI le plus faible (jActorMin et jStageMin).

d) Si GI[jActorMax, jEtapaMax] > 0, il est possible d'augmenter les unités de jActorMax.

Si la valeur maximale de GI[jActorMax, jStageMax] est supérieure à 0, alors, pour l'étape de décision correspondant à jStageMax et pour l'acteur jActorMax, le nombre d'unités est augmenté. Cette augmentation intervient l'année en question et toutes les années suivantes, couvrant ainsi la durée de vie utile de la technologie. Une durée de vie utile de 20 ans a été retenue pour les parcs éoliens, 30 ans pour les parcs solaires, 40 ans pour les centrales thermiques et 10 ans pour les batteries. L'horizon d'optimisation proposé s'étendant de 2027 à 2039 inclus, seule la durée de vie utile des batteries installées en 2027 et 2028 est inférieure à 2039.

Il est possible que GI[jActorMax, j] < 0 avec j > jStageMax ; dans ce cas, il y aurait un suréquipement à l'étape j, justifié par la réduction des coûts obtenue à l'étape jStageMax. Si le nombre d'unités déjà installées à l'étape j est supérieur à celui installé à l'étape jStageMax, cela permettrait d'augmenter le nombre d'unités à l'étape jActorMax jusqu'à U[jActorMax, j].

Donc, étant donné que GI[jActorMax, jStageMax] > 0, on vérifie si tous les GI[jActorMax, j] > 0 pour j > jStageMax. Si c'est le cas, on incrémente les unités de tous les étages après jActorMax. L'incrément à effectuer sera dU, qui sera égal au minimum des dU[jActor, j] avec j >= jStageMax.

Si nous trouvons aj >= jStageMax tel que GI[jActorMax, jStageMax] <= 0, alors l'incrément d'unités sera max(1, U[jActorMax, j] – U[jActorMax, jStageMax]) avec cela nous essayons d'augmenter le nombre d'unités là où il y a une marge et en respectant la quantité déjà installée dans les étapes ultérieures où il n'y a plus de marge.

e) si GI[jActorMin, jStageMin] < 0, alors il est souhaitable de réduire les unités de jActorMin

Dans ce cas, nous souhaitons désinstaller les unités de l'acteur jActorMin dans la scène jStageMin. Pour ce faire, le nombre d'unités U[jActorMin, j] avec j>= jActorMin doit être décrémenté.

Il se peut que pour aj >= jStageMin, GI[jActorMin, j] >= 0 soit satisfait, il ne serait donc pas souhaitable de décrémenter les unités à partir de là.

Nous recherchons ensuite j* comme le premier j >= jStageMin tel que GI[jActorMin, j] >= 0

Il est uniquement possible de désinstaller les unités qui ont été installées à la même étape ou qui ont déjà atteint la fin de leur durée de vie utile.

Les unités installées dans la même étape jStageMin correspondent à : U[jActorMin, 0] pour le cas jStageMin = 0 et U[jActorMin, j] – U[jActorMin, j-1] pour jStageMin > 0.

Les unités qui peuvent être mises au rebut parce qu'elles ont atteint la fin de leur durée de vie utile sont :

- 0 si jStageMin < YearsLifeUtil[jActorMin]
- min(U[jActorMin, j], U[jActorMin, j – YearsLifeUtil]) si jStageMin >= YearsLifeUtil[jActorMin]

f) Proposer un nouveau PIP

Après avoir identifié les étapes et les acteurs où il est le plus pratique d'augmenter ou de diminuer le nombre d'unités, les unités sont modifiées et l'étape de simulation a) est reprise.

Pour éviter les oscillations, l'algorithme dispose d'un historique des modifications de U(jStage, jActor) et réduit l'étape de modification lorsqu'il détecte que les variations entre les simulations changent de direction.

21. References

[1] Chaer, Ruben, “Simulación de sistemas de energía eléctrica,” Tesis de maestría, IIE-Fing. Universidad de la República Oriental del Uruguay, 2008. [Online]. Available: https://hdl.handle.net/20.500.12008/2877

[2] R. A. Chaer, “Fundamentos del modelado CEGH de procesos aleatorios,” 2015, *Unpublished*. doi: 10.13140/RG.2.1.4637.8081.

[3] OLADE, GIZ, “Planificación de inversiones en generación eléctrica en República Dominicana 2040,” 2020. [Online]. Available: http://biblioteca.olade.org/cgi-bin/koha/opac-detail.pl?biblionumber=14651

[4] J. A. Cortes, M. Silvera, R. Chaer, G. Flieller, G. A. J. Estevez, and V. Camacho, “Electricity Demand Model for Climate Change Analysis in Systems with High Integration of Wind and Solar Energy,” in *ITISE 2025*, MDPI, Aug. 2025, p. 10. doi: 10.3390/engproc2025101010.

ANALYSE DE L'INTERCONNEXION AVEC LA RÉPUBLIQUE DOMINICAINE

Interconnexion envisageable de RN1 avec la République dominicaine

La possibilité d'interconnecter le réseau RN1 avec la République dominicaine au moyen d'une ligne haute tension de 100 MW a été modélisée.

Pour modéliser les prix d'échange potentiels, le modèle du système électrique dominicain, développé en 2019 sous SimSEE, a été utilisé. Une simulation de 1 000 processus stochastiques a été réalisée sur l'horizon temporel considéré (2027-2039). Un modèle stochastique a été calé sur les séries temporelles de coûts marginaux issues de la simulation du système dominicain. Le modèle obtenu a ensuite été intégré au modèle haïtien sous la forme d'un marché spot autorisant des importations jusqu'à 100 MW et des exportations jusqu'à 100 MW.

Le modèle développé constitue une première approximation du comportement de l'intégration entre les deux pays. En particulier, en utilisant le coût marginal de production de la République dominicaine comme base d'estimation d'un prix d'échange potentiel, il ne tient pas compte du fait que l'échange lui-même influe sur le coût marginal. Pour approcher cet effet, une barrière de 60 USD/MWh entre les deux marchés a été retenue. Dans le cadre de travaux ultérieurs, il pourrait être possible d'améliorer la représentation en simulant directement un modèle combiné des deux systèmes. Cela exigerait toutefois d'actualiser les plans d'expansion disponibles pour la République dominicaine. Compte tenu des informations disponibles à ce jour, l'approche retenue est donc considérée comme une approximation raisonnable du problème.

Tableau 36 : Valeur actuelle et annuités du bénéfice associé à l'interconnexion de 100 MW

Valeur actuelle du bénéfice, M USD @ 10 % (2026-2039)

	GPL		HFO	
	HAID	H5YS	HAID	H5YS
Moyenne	219	218	322	324
P30	215	214	317	319
CVaR(5%)	202	199	297	298

Annuités [M USD] @10 % (2027-2039)

	GPL		HFO	
	HAID	H5YS	HAID	H5YS
Moyenne	31	31	45	46
P30	30	30	45	45
CVaR(5%)	28	28	42	42

Avec la représentation du marché dominicain décrite ci-dessus, son indexation sur l'indice Henry Hub et l'application d'un différentiel de 60 USD/MWh pour la formation des prix d'échange, le PIP de RN1 a été réoptimisé, les résultats étant présentés ci-après.

L'interconnexion étant prévue pour une mise en service en 2027, les valeurs indiquées correspondent à une exploitation sur l'horizon 2027-2039. Le tableau ci-dessous récapitule les résultats.

Le graphique supérieur présente la valeur moyenne, la valeur risquant d'être inférieure de 5 % au bénéfice attendu, et la valeur dépassée avec une probabilité de 30 %. Le graphique inférieur présente les mêmes valeurs, exprimées en annuité calculée sur l'horizon d'exploitation 2027-2039. Si le critère d'investissement retenu est que le projet d'interconnexion soit rentable en valeur espérée et que la probabilité de perte n'excède pas 70 %, l'annuité correspondant à la somme de ses coûts d'investissement et de ses coûts d'exploitation et de maintenance doit être inférieure à 30 millions USD dans le scénario GPL et à 45 millions USD dans le scénario fioul lourd.

Interconnexion avec la République dominicaine : évaluation critique

L'interconnexion électrique entre Haïti et la République dominicaine a été identifiée comme une alternative techniquement viable pour améliorer la fiabilité du système, réduire les coûts de production et progresser vers une intégration régionale accrue. Sa mise en œuvre doit néanmoins être appréciée de manière critique, en considérant non seulement ses bénéfices potentiels, mais aussi ses limites dans le contexte actuel du système électrique haïtien.

L'analyse des alternatives réalisée montre qu'il existe des configurations présentant des niveaux d'échelle et de complexité différents. D'une part, une option structurelle repose sur une interconnexion de forte capacité vers le système central haïtien, s'appuyant sur la technologie CCHT, impliquant un investissement élevé et une complexité de mise en œuvre considérable. D'autre part, des alternatives de moindre échelle sont identifiées dans la région Nord, en particulier le long des axes Manzanillo – Fort-Liberté et Manzanillo – Ouanaminthe, qui supposent des besoins d'investissement moindres et s'alignent mieux sur les zones de croissance effective de la demande.

D'un point de vue technique, toutes les alternatives analysées présentent des avantages pertinents, notamment une amélioration de la stabilité du système, une moindre dépendance à l'égard d'une production thermique coûteuse et une plus grande capacité à intégrer des sources renouvelables. Ces bénéfices doivent néanmoins être mis en balance avec les conditions réelles du système, en particulier s'agissant de la structure de la

demande, de la capacité à absorber l'énergie importée et des limites d'exploitation des réseaux régionaux.

L'un des principaux défis consiste à aligner la capacité d'interconnexion sur la demande effective. Dans un contexte où la croissance de la demande est incertaine et où de vastes zones du système présentent de faibles niveaux d'accès et de consommation, il existe un risque de surdimensionnement des infrastructures, engendrant des actifs sous-utilisés et compromettant l'efficacité économique du projet.

En outre, l'interconnexion introduit des dépendances opérationnelles et réglementaires qui exigent des cadres institutionnels robustes, des accords binationaux clairs et une capacité d'exploitation coordonnée, autant d'éléments aujourd'hui limités. Ces facteurs accroissent la complexité du projet et peuvent affecter sa viabilité à court et moyen terme.

Dans ce contexte, les alternatives du Nord présentent des avantages relatifs, en ce qu'elles permettent une mise en œuvre plus graduelle, avec des besoins d'investissement initiaux moindres et une meilleure adéquation aux centres de demande existants. En particulier, l'interconnexion vers Ouanaminthe se distingue par sa capacité à s'ancrer dans une demande industrielle et commerciale, ce qui réduit le risque de sous-utilisation dans les premières étapes.

Même dans ces cas, toutefois, l'interconnexion doit être comprise comme une solution complémentaire et non comme un substitut au renforcement interne du système. L'amélioration des réseaux de distribution, la réduction des pertes et l'élargissement de l'accès au service constituent des conditions préalables indispensables pour maximiser les bénéfices de tout schéma d'intégration régionale.

En conséquence, si l'interconnexion avec la République dominicaine représente une opportunité pertinente d'améliorer la performance du système électrique, sa mise en œuvre doit être soigneusement séquencée et conditionnée à l'évolution de la demande, au renforcement institutionnel du secteur et à la consolidation de la capacité d'exploitation du système.

Du point de vue de la planification, cela signifie privilégier les interventions visant à renforcer le système électrique de l'intérieur et traiter l'interconnexion comme une option stratégique de moyen terme, dont le développement devrait être aligné sur des jalons de demande et sur la capacité réelle du système à absorber et à gérer des flux d'énergie transfrontaliers.

L'interconnexion ne doit donc pas être considérée comme un moteur initial du développement du système, mais plutôt comme une option complémentaire dont la viabilité dépend du renforcement préalable des conditions internes du secteur électrique.

Synthèse

Il est recommandé d'entreprendre une analyse plus détaillée de l'interconnexion avec la République dominicaine, en intégrant des scénarios actualisés de demande, de coûts de production, de conditions de financement et de modèle de gestion. Cette analyse devrait viser à évaluer l'interconnexion comme une alternative permettant d'améliorer l'efficacité économique du système, par l'accès à des sources d'énergie potentiellement plus compétitives, sans que cela implique une dépendance structurelle vis-à-vis de l'approvisionnement extérieur. En ce sens, l'interconnexion peut être conçue comme un mécanisme complémentaire au sein d'une stratégie plus large de développement du système électrique, dans laquelle le pays conserve le contrôle de son mix de production et de la sécurité de son approvisionnement, en utilisant l'intégration régionale comme un outil d'optimisation et de flexibilité plutôt que comme un substitut au développement de sa propre capacité. De même, il est recommandé de développer plus en détail les schémas de concession et de participation privée pour les réseaux régionaux, y compris l'analyse de la répartition des risques, des mécanismes de rémunération, des conditions contractuelles et de la structure de supervision, afin de garantir leur viabilité technique, financière et institutionnelle.