

ETUDE SUR LE DEPLOIEMENT D'UN MIX 100% ENR EN GUYANE



Etude pour la CTG, avec l'appui financier de l'AFD

Rapport final

CLIENT	Agence Française de Développement (AFD)
DOCUMENT N°.	AFD-2021-01-R02A
REVISION	A
ISSUE DATE	30/11/2021
CIRCULATION STATUS	
PREPARED BY	OCR
CHECKED BY	FSO

1. Résumé opérationnel

1.1 PRINCIPAUX RESULTATS DE L'ANALYSE SYSTEME DU RESEAU ELECTRIQUE GUYANAIS ET DE SON DEVENIR

Le parc de production électrique guyanais connaît de fortes évolutions, avec notamment la montée en puissance d'ici 2023 des filières biomasse (+30 MW, 9 projets) et PV (36 MW, 14 projets).

D'ici fin 2023, quelle que soit la pluviométrie - en années humides, moyennes, ou très sèches - la demande en électricité en Guyane devrait être largement couverte par les EnR. En année moyenne, la combinaison de la biomasse, du PV et de l'hydro de Petit Saut assure 90% de la demande et le taux de charge de la centrale de Dégrad-des-Cannes, des TAC et groupes électrogènes reste modéré (moins de 10 % en année moyenne et environ 20% en année exceptionnellement sèche). L'analyse système et les modélisations font ressortir les constats suivants :

- La biomasse (en base toute l'année), le PV et l'hydroélectricité de Petit-Saut ajustée en journée (lors du pic de production solaire) permettent une régulation et une optimisation journalières du mix d'EnR pour la production d'électricité sur le réseau Littoral ;
- Grâce au stockage de Petit Saut, la production hydro peut être lissée au long de l'année en tenant compte de la variation de la production solaire et des écarts de productibles des filières EnR durant les saisons sèches et humides, ce qui permet d'optimiser la régulation inter-saisonnière ;
- Les TAC et groupes électrogènes ne fonctionnent plus qu'en complément. Pour les années de moyenne pluviométrie, cette capacité en saison humide n'est mobilisée qu'aux heures de pointe et en saison sèche, elle est utilisée durant toute la journée mais en faible proportion. En année exceptionnellement sèche, la puissance max appelée reste en deçà de 80 MW pour un productible de 210 GWh (soit 1/5 de la demande).

Pour la période critique de 2024-2025, qui suit le déclassement des groupes de Dégrad des Cannes et sans Larivot, des renforcements sont nécessaires :

- Un scénario de renforcement d'ici 2023 avec du PV à hauteur de 100 MW supplémentaires et l'adjonction d'un système de batteries centralisées de 50 MW/50 MWh permettent de garantir l'équilibre offre-demande : plus de 98 % de la demande totale peut ainsi être assuré par le mix d'EnR et le recours aux groupes thermiques conventionnels est inférieur à 2% ;
- A l'horizon fin 2023, la sécurité du réseau peut être assurée avec les renforcements précités garantissant la défection d'une capacité de 30 MW (correspondant à la défaillance d'un groupe de Petit Saut).
- Le risque de black-out est maîtrisable en utilisant les infrastructures existantes et en maintenant la réserve thermique déjà disponible (TAC et groupes mobiles).

A l'horizon 2028, deux scénarios sont envisagés : le scénario 1 repose sur la contribution de la centrale du Larivot qui passerait en biomasse liquide (biodiesel) et le scénario 2 poursuit le développement des filières EnR endogènes - principalement le PV (200 MW supplémentaires) et dans une moindre mesure la biomasse (+ 10 MW par rapport à 2024) - ainsi que celui du stockage batterie centralisé (+ 100 MW-MWh).

Pour le premier scénario, une analyse préliminaire souligne l'importance des contraintes foncières, du temps de montée en capacité des plantations d'oléagineux et des contraintes économiques qui pèsent pour déployer une filière biodiesel en Guyane. L'approvisionnement en biodiesel endogène de la totalité des besoins du Larivot apparaît peu probable et soulève d'importantes difficultés. A contrario, la mobilisation de la biomasse solide telle que prévue dans la PPE et mixant biomasse

résiduelle et plantations agroforestières, parait à même d'assurer un mix EnR 100 % endogènes dans le délai imparti par la Loi.

Le renforcement des filières EnR endogènes proposé dans le second scénario permet de satisfaire la demande presque en totalité à l'horizon 2028. En année moyenne, la part des EnR représente plus de 98% de la demande totale. Même en année très sèche, la mobilisation des groupes thermiques reste modérée (de l'ordre de 800 heures sur 8760 heures, soit 9%).

En termes d'émissions de CO₂, une analyse succincte montre que le scénario 1, en prenant en compte le fonctionnement de la centrale du Larivot au biodiesel, émettrait environ 3 à 4 fois plus que le scénario 2 reposant sur un mix 100% EnR endogène. En valeur absolue, l'écart pourrait être de l'ordre de 100 000 tonnes par an.

En termes d'emplois, le scénario 2 générerait 160 emplois chaque année sur 5 ans pour la construction et les aménagements des centrales PV et 70 chaque année sur 2 ans pour ceux de la filière biomasse. Pour l'exploitation et la maintenance de ces centrales, 75 emplois durables seraient créés pour la filière PV et 280 pour la filière biomasse. La majorité des créations d'emplois durables concerne l'approvisionnement et l'exploitation des centrales biomasse (via notamment des emplois agricoles et forestiers liés à la fabrication du combustible). Ces emplois répartis sur l'ensemble du territoire bénéficieront à de nombreuses communes et zones rurales. EDF estime le besoin pour l'exploitation de la future centrale de 60 à 100 personnes sur le site du Larivot.

1.2 RECOMMANDATIONS POUR LES SUITES A DONNER

La modélisation et l'analyse système faites lors du présent exercice montre que la Guyane peut atteindre à court et moyen termes un mix électrique proche des 100 % EnR endogènes (d'ici 2024 et avant 2030).

Pour atteindre cet objectif, il y a lieu cependant de souligner que la CTG doit faire preuve d'un volontarisme pour accélérer le déploiement des filières EnR endogènes.

Il s'agit d'activer la programmation des EnR endogènes (à savoir principalement la biomasse et le PV) et de renouveler le système de stockage de l'énergie en jouant sur la complémentarité du celui hydro de Petit Saut (réserve de puissance à forte inertie) et de celui en batteries centralisées (réserve rapide de capacité limitée).

A très court terme, ce volontarisme pourrait consister à définir et spécifier de façon plus détaillée les renforcements nécessaires pour la période 2024-2025. Ces renforcements, qui combineront développement d'EnR endogènes et stockage, sont les meilleurs atouts vers la transformation plus structurelle d'ici 2030 du mix électrique guyanais vers un mix 100% EnR endogènes.

SOMMAIRE

1. Résumé opérationnel	1
1.1 Principaux résultats de l'analyse système du réseau électrique guyanais et de son devenir	1
1.2 Recommandations pour les suites à donner	2
2. Introduction	4
2.1 Description du contexte	4
2.2 Description de la mission d'étude confiée au groupement Skyray-Sun'R	4
3. Etablissement d'un diagnostic et d'un état des lieux des projets d'ici fin 2023	6
3.1 Filière biomasse	6
3.2 Autres ENR garanties (hors biomasse)	6
3.3 Autres ENR non garanties	7
3.4 Bilan à fin 2023	7
4. Analyse de l'équilibre offre-demande à l'horizon fin 2023	9
4.1 Hypothèses retenues à fin 2023	9
4.2 Analyse de l'équilibre offre-demande à fin 2023 avec Larivot	10
4.3 Analyse de l'équilibre offre-demande à fin 2023 sans Larivot	12
4.4 Appréciation du risque de blackout	15
5. Elaboration de scénarios à l'horizon 2028	17
5.1 Quels scénarios de développement des ENR à l'horizon 2028 ?	17
5.2 Eléments d'analyse biomasse liquide versus biomasse solide	17
5.3 Analyse de l'équilibre offre-demande à l'horizon 2028 dans le cas d'un scénario 100% EnR endogènes	20
6. Analyse préliminaire des émissions carbone et retombées socio-économiques des différents scénarios	22
6.1 Comparaison des émissions carbone des différents scénarios	22
6.2 Analyse préliminaire Des retombées en termes d'activités et d'emplois d'un mix « 100% ENR endogènes »	23
7. Perspectives pour les années 2030 et 2033	25

2.Introduction

2.1 DESCRIPTION DU CONTEXTE

La PPE en vigueur pour la Guyane, validée en 2017, fait l'objet d'une révision. Il s'agit dorénavant de définir la programmation selon deux échéances (i) d'ici fin 2023 pour prendre en compte le déclassement des groupes de la centrale de Degrad-Des-Cannes (ii) d'ici 2028 en s'attachant à accélérer le déploiement d'un mix 100% EnR endogène à un horizon 2030, comme le stipule la LTCEV (Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte).

Cet exercice de révision représente une opportunité de prendre en compte la progression des EnR en Guyane et les avancées technologiques qui se déploient en matière de mix électrique à forte proportion d'EnR et de gestion intelligente des réseaux (stockage, *smart grids*...).

Par ailleurs, fin 2020, des décisions ont été prises par le Gouvernement concernant le projet de la centrale thermique du Larivot, stipulant que la centrale devait fonctionner au biocarburant et constituer un outil de sécurisation intervenant en secours d'un mix EnR endogène.

Sur ces bases, l'Etat et la CTG ont lancé le processus d'actualisation de la PPE.

Pour alimenter cette révision de la PPE, le territoire s'est engagé dans différentes études :

- La CTG a lancé une étude sur la durabilité des filières d'approvisionnement en biomasse ;
- EDF SEI a diffusé son étude de besoin prévisionnel en matière d'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité (BPEOD) ;
- La DGTM a lancé un appel d'offre relatif au plan de développement de la biomasse, ainsi qu'une étude sur la mobilité ;
- L'ADEME a publié une étude prospective sur un mix 100 % EnR à l'horizon 2030. Elle a aussi lancé une étude d'actualisation des déterminants de la demande et de la MDE ;
- L'AFD a diligenté deux études sur les « services système maximisant les apports d'EnR » et sur « le déploiement de la filière biomasse » en Guyane.

La Guyane n'étant pas interconnectée, la révision de la PPE vise à définir un mix 100% EnR endogène en harmonie avec les caractéristiques du territoire. Cette révision doit permettre de préciser les objectifs de développement des filières EnR en faisant en sorte que chacune d'entre elles soit complémentaire des autres, et en évitant des surcapacités qui génèreraient des surcoûts ou des contraintes de gestion du système électrique.

2.2 DESCRIPTION DE LA MISSION D'ETUDE CONFIEE AU GROUPEMENT SKYRAY-SUN'R

Dans ce contexte, l'AFD a proposé d'accompagner la CTG pour entreprendre cette révision et se projeter à l'horizon 2030 sur un mix 100% EnR endogène.

Une mission d'étude relative au déploiement de ce mix a été confiée au groupement de sociétés Skyray-Sun'R.

L'étude vise à fournir à la CTG des éléments qualitatifs et quantitatifs pour déployer un mix électrique qui tend vers un mix optimal 100% EnR endogène d'ici 2030 conformément à la Loi. A partir de la réalité des moyens de production existants, en construction et en développement, l'étude s'attache à définir plusieurs scénarios à différentes échéances comprises entre 2024 et 2033.

Selon les termes de référence initiaux, la mission a été organisée en 5 phases :

1. Etablissement d'un diagnostic et d'un état des lieux d'ici fin 2023
2. Projections et modélisations à l'horizon fin 2023
3. Elaboration de scénarios et modélisations à l'horizon 2028

4. Analyse des retombées socio-économiques des différents scénarios
5. Extrapolations aux échéances 2030 et 2033

Enfin, compte tenu des procédures contentieuses en cours, les travaux de construction de la centrale de Larivot sont actuellement suspendus, ce qui entraînera inévitablement un retard significatif de la date de mise en service de la centrale.

Dans ces conditions, la CTG et l'AFD ont demandé à compléter la présente étude par une analyse détaillée de la période 2024-2025 en faisant l'hypothèse simultanée de l'arrêt de la centrale de Dégrad-des-Cannes et l'absence de la centrale de Larivot.

3. Etablissement d'un diagnostic et d'un état des lieux des projets d'ici fin 2023

A partir des informations fournies par la DGTM entre autres et des résultats publics des AO CRE (en particulier pour les projets photovoltaïques PV), il a été possible d'établir, filière par filière, la liste des centrales de production d'EnR raccordées au réseau littoral guyanais, existantes ou prévues d'être mises en service avant la fin de l'année 2023.

Les paragraphes suivants détaillent chacune des filières et explicitent le bilan final prévisionnel de la puissance installée sur le réseau littoral d'ici à fin 2023.

3.1 FILIERE BIOMASSE

En ce qui concerne la biomasse, les rapports publics confirment le développement d'une quarantaine de MW de biomasse à court et moyen termes. En octobre 2018, le rapport CGEDD/CGE/CGAAER listait les projets en développement en estimant un potentiel réalisable à court terme de 56,8 MW sur 12 projets.

Aujourd'hui, 9 projets, en construction ou en développement avancé permettent d'envisager leur mise en service d'ici à la fin 2023 selon la progression détaillée ci-dessous.

	Existant	2021	2022	2023
Biomasse Kourou	1,7			
Biomasse Cacao		5,1		
Biomasse Macouria			0,5	
Biomasse Montsinéry			5,3	
Biomasse Petit-Saut				10,6
Biomasse Montsinéry				0,5
Biomasse Iracoubo				5,1
Biomasse cogénération CSG 1 ^{ère} tranche				4,6
Biomasse Mana (2 centrales)				1
Biomasse cogénération CSG 2 ^{ème} tranche				4,5
Puissance cumulée	1,7	6,8	12,6	39

Sources : CTG, Generg, site de la CRE, échanges avec les porteurs de projets

Certains des 9 projets listés dans le tableau sont susceptibles de glisser dans le temps, du fait notamment d'impondérables liés aux agréments administratifs et aux procédures de financement. Certains pourraient se positionner sur 2024-2025 et non pas 2023, mais ce délai ne remet pas en question le raisonnement global.

3.2 AUTRES ENR GARANTIES (HORS BIOMASSE)

Dans cette catégorie, on identifie essentiellement un nouveau projet à Mana qui combine PV et stockage sous forme d'hydrogène, permettant de lisser la production PV sur 24h avec une puissance délivrée variant entre 10 MW (en journée) et 3 MW (la nuit).

L'ouvrage hydroélectrique de Petit Saut mérite d'être signalé dans cette catégorie, car il joue un rôle essentiel dans les projections à l'horizon 2023, comme indiqué plus loin.

Un projet de biogaz est également prévu pour 2023.

	Existant	2021	2022	2023
Barrage de Petit Saut	108			
Solaire garanti (hydrogène) H Mana				3 à 10
Biogaz décharge des Maringouins				1,2
Puissance cumulée	108	108	108	112 à 119

3.3 AUTRES ENR NON GARANTIES

Sous l'appellation d'EnR non garanties, on rassemble essentiellement les filières de la petite hydro, de l'éolien, du PV (avec ou sans stockage).

En ce qui concerne la petite hydro, un seul nouvel ouvrage de 4,5 MW est programmé.

En matière d'éolien, aucun projet n'est à ce jour lancé et il ne devrait pas y avoir de production en 2023.

Le PV sans stockage, exploitable au fil du soleil, se développe via de nombreux projets (dont celui porté par le CNES de 10 MW en autoconsommation). Il est cependant actuellement bridé par un décret daté de 2008 qui ne prend pas en compte les avancées en matière de stockage et de gestion des services systèmes sur les réseaux électriques. Il est clair que le potentiel de développement du PV au fil du soleil est très important mais, pour qu'il se déploie, sa programmation est à reprendre et à actualiser.

En ce qui concerne le PV avec stockage, plusieurs projets progressent portés par des énergéticiens (ALBIOMA, VOLTALIA, EDF RE, ARKOLIA, AKUO).

	Existant	2021	2022	2023
Multiple projets solaires (avec ou sans stockage)	60			
Hydro Mana Saut Maman Valentin	5,4			
Hydro Mana Belle Etoile				4,5
Solaire flottant avec stockage Petit Saut				5
Solaire Autoconsommation CNES				10
Solaire toiture			0,2	
Solaire Maringouins			1,4	
Solaire Soula			1	
Solaire Matoury			4,9	
Solaire stockage Mana				5
Solaire stockage 6 projets				3,9
Puissance cumulée installée	65,4	65,4	72,9	101

Sources : CTG, Generg, site de la CRE, échanges avec les porteurs de projets

3.4 BILAN A FIN 2023

Compte tenu des projets et évolutions explicités ci-avant pour chacune des filières EnR, le tableau ci-dessous rappelle la puissance actuelle raccordée au réseau littoral, les objectifs de la PPE à l'horizon 2023 et la puissance probable par filière d'ici à la fin de 2023.

Filière	Puissance installée (2020)	Rappel des objectifs 2023 de la PPE ₂₀₁₇	Puissance probable fin 2023*
Biomasse	1,7 MW	41,7 MW	39 MW
Autres garanties EnR (dont grande hydro)	108 MW	108 MW	112 à 119 MW
PV avec et sans stockage	60 MWc	90 MWc	91 MWc
Petite hydro au fil de l'eau	5,4 MW	21 MW	10 MW
Éolien	0 MW	20 MW	0 MW

En intégrant le parc thermique conventionnel, estimé respectivement à 147 MW en 2020 (sans les groupes électrogènes de secours) et 120 MW en 2023 (il est fait l'hypothèse que seul Larivot est alors exploité à cette échéance), le parc de production électrique connaît de fortes évolutions au cours des prochaines années.

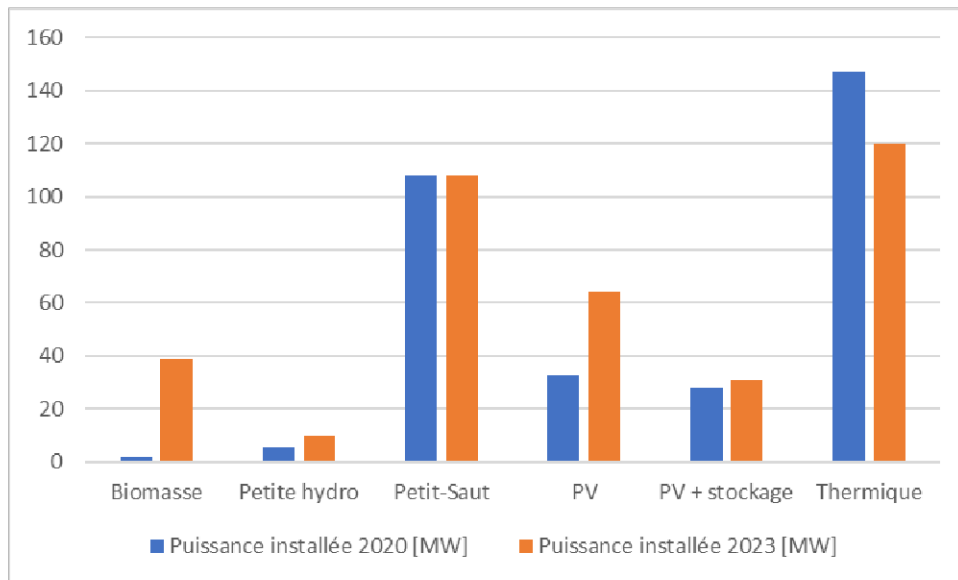


Figure 1 : évolution du parc de production entre 2020 et 2023

4. Analyse de l'équilibre offre-demande à l'horizon fin 2023

4.1 HYPOTHESES RETENUES A FIN 2023

L'objet de cette partie est de déterminer l'équilibre offre-demande à l'horizon fin 2023 sur la base du parc de production EnR établi dans le chapitre ci-avant. Il est fait l'hypothèse qu'à cet horizon, l'ensemble du parc thermique existant exploité par EDF SEI (moteurs et TAC) aura été remplacé par les groupes projetés pour la centrale de Larivot de 120 MW.

Concernant la demande, la bibliographie permet d'explicitier différentes hypothèses à l'horizon fin 2023 selon plusieurs scénarios. Le graphe ci-dessous compare ces différents scénarios à la fois en termes d'énergie nette consommée et de puissance de pointe.

Au final, par précaution, on retient pour la suite de l'analyse une demande à fin 2023 égale à 1 025 GWh avec une pointe à 163 MW.

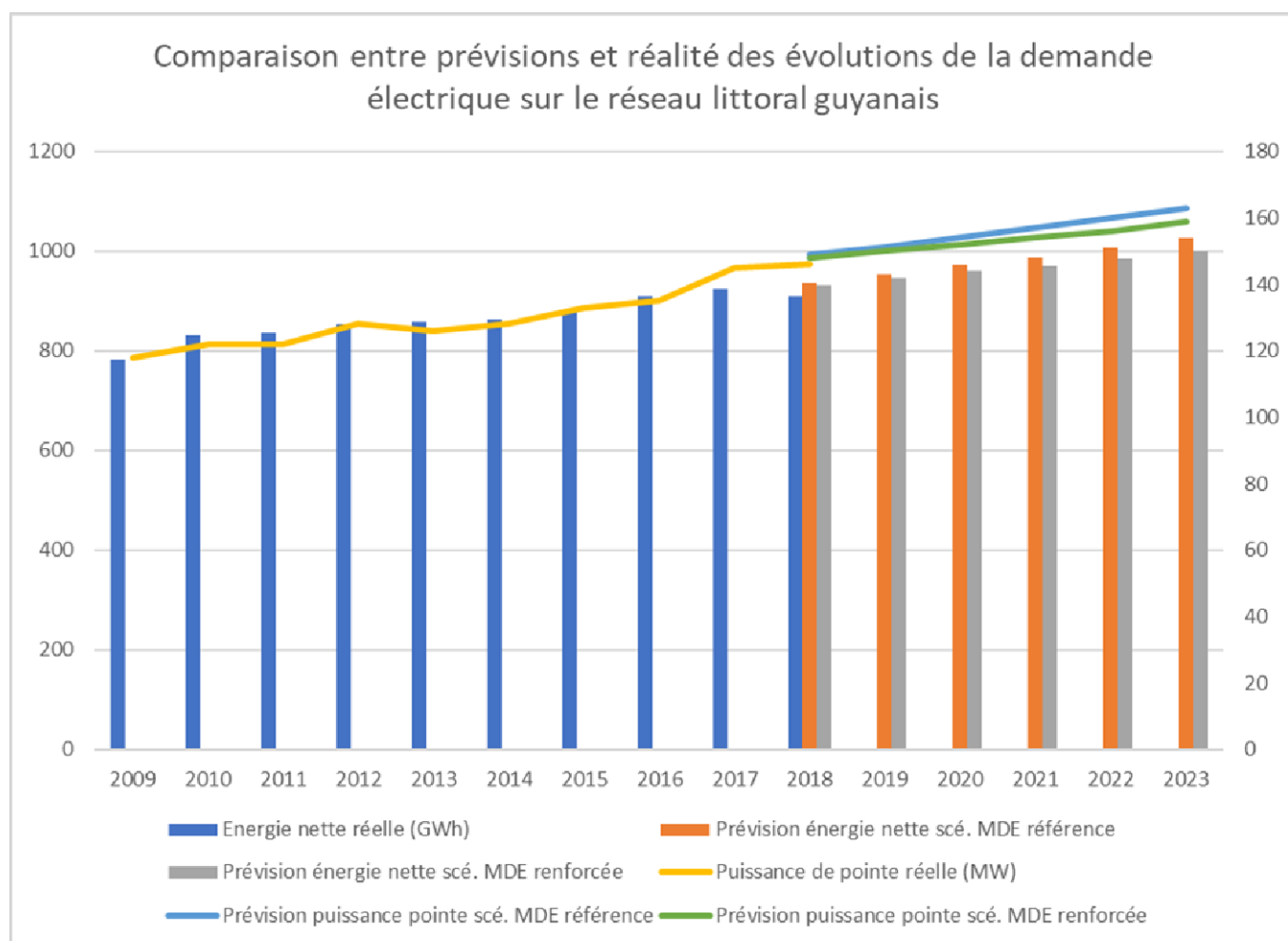


Figure 2 : évolution de la demande entre 2009 et 2023

Pour la modélisation de l'équilibre offre-demande, les autres hypothèses prises en compte sont les suivantes :

- L'équilibre est calculé au pas horaire. Le modèle d'optimisation génère un programme linéaire en nombres entiers qui optimise l'utilisation des filières hydraulique et solaire (coût marginal nul) avant l'utilisation de la biomasse puis des moyens thermiques. L'optimisation est faite sur les actifs pilotables : production de Petit-Saut et stockage ;

- Le productible photovoltaïque est de 1300 h/an. Les courbes de productible horaire sont déduites des données du site [Open Data EDF Guyane](#). Les apports de Petit-Saut sont basés sur les données moyennes mensuelles ;
- Pour le parc des centrales biomasse, des limites horaires maximales et minimales du taux d'utilisation ont été prises égales à respectivement 90% (seuil demandé par EDF offrant une réserve en cas de besoin) et 80% de la puissance installée (seuil en deçà duquel l'efficacité des centrales diminuent fortement) ;
- Dans le cas du PV + stockage, une installation PV de 1 MWc est combinée avec une batterie 1MW/1MWh ;
- La variation de puissance de Petit-Saut d'une heure sur l'autre est limitée à 80 MW. La variation de puissance de la filière biomasse est limitée à 0,1MW/h.

4.2 ANALYSE DE L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE A FIN 2023 AVEC LARIVOT

Le tableau ci-dessous donne la contribution des productions annuelles globales par filière pour assurer l'équilibre offre-demande pour une année moyenne (correspondant à une pluviométrie moyenne). La centrale de Larivot est modélisée conformément à son « statut » de centrale de secours et sa contribution est calculée pour assurer le solde de puissance et de production nécessaire pour satisfaire à la fois la demande globale et la pointe.

		Bio-masse	Petite hydro	Petit-Saut	PV	PV + stockage¹	Thermique	Total
Projection fin 2023	[MW]	38,9	9,9	108	63,8	30,6 à 37,6	120	
	[GWh]	284	48	420	82	89	102	1 025

Puissances installées et productions par filière en année de pluviométrie moyenne

Le système énergétique guyanais étant très sensible à la pluviométrie, le même scénario (avec les mêmes hypothèses de puissances installées par filière) a été repris en faisant l'hypothèse d'une année très sèche (correspondant à celle de 2009 pour notre étude). Les résultats sont indiqués dans le tableau ci-dessous.

		Bio-masse	Petite hydro	Petit-Saut	PV	PV + stockage	Thermique	Total
Projection fin 2023	[MW]	38,9	9,9	108	63,8	30,6 à 37,6	120	
	[GWh]	284	37	320	82	89	213	1 025

Puissances installées et productions par filière en année très sèche

On constate qu'en année de pluviométrie moyenne, comme en année très sèche, la demande en électricité est largement satisfaite par les EnR en Guyane à fin 2023. En année moyenne, la part des EnR couvre 90% de la demande. Même en année très sèche, le taux de charge « moyen » de la centrale de Larivot (nombre d'heures de fonctionnement équivalent à pleine puissance sur l'ensemble de l'année) reste modéré, de l'ordre de 1 800 heures sur 8760 heures (soit 20%).

¹ Comprend PV + stockage et PV garanti

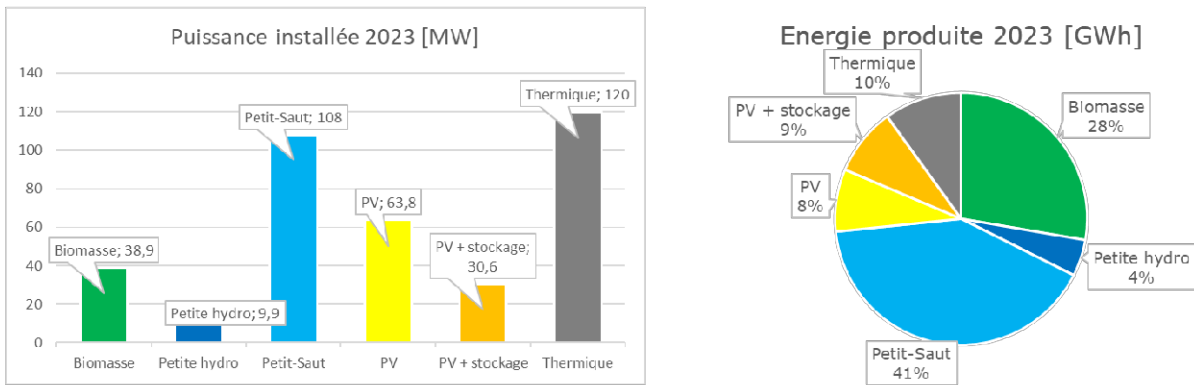


Figure 3 : répartition des puissances installées et productions par filière en année de pluviométrie moyenne en 2023 (avec Larivot)

Pour bien comprendre le mix guyanais basé sur le triptyque vertueux « PV-biomasse-Hydro Petit-Saut », les graphes ci-dessous représentent pour une année moyenne pour la projection à fin 2023 respectivement :

- Les moyennes des puissances horaires mobilisées par filière au pas de temps hebdomadaire sur l'ensemble de l'année (figure 4);
- les puissances mobilisées par filière au pas de temps horaire pour deux journées types correspondant aux saisons sèche et humide (figure 5).

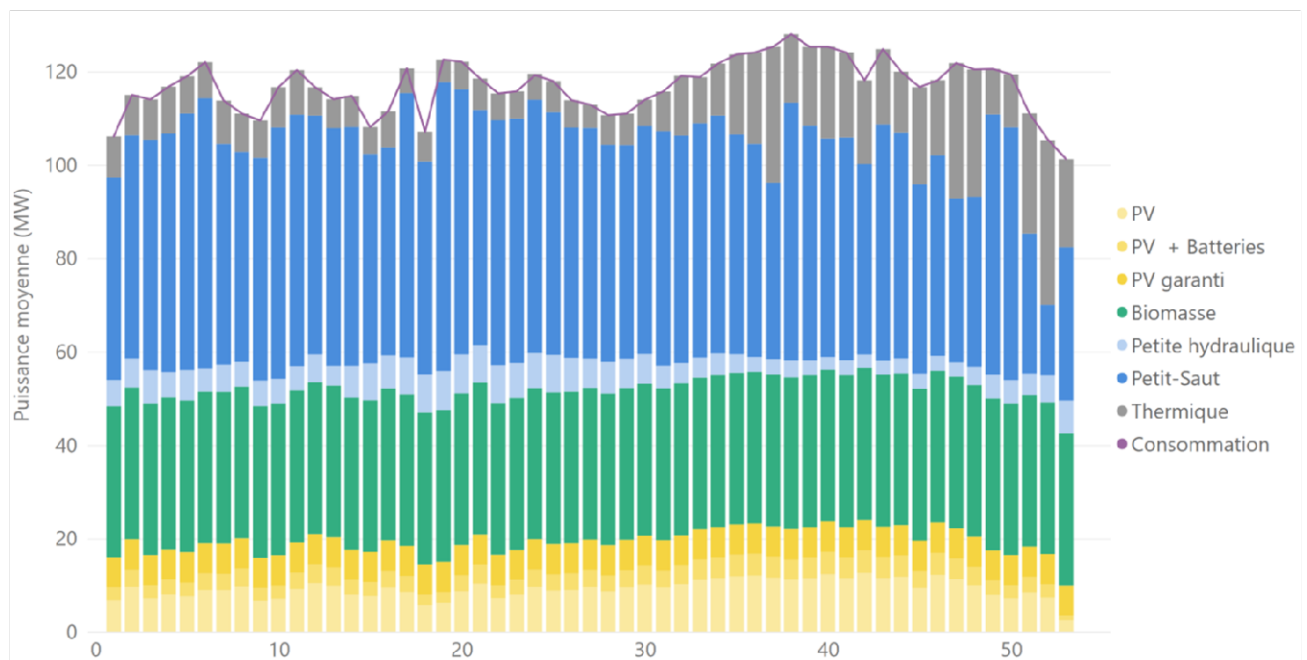


Figure 4 : moyennes des puissances horaires mobilisées par filière au pas de temps hebdomadaire sur l'ensemble d'une année

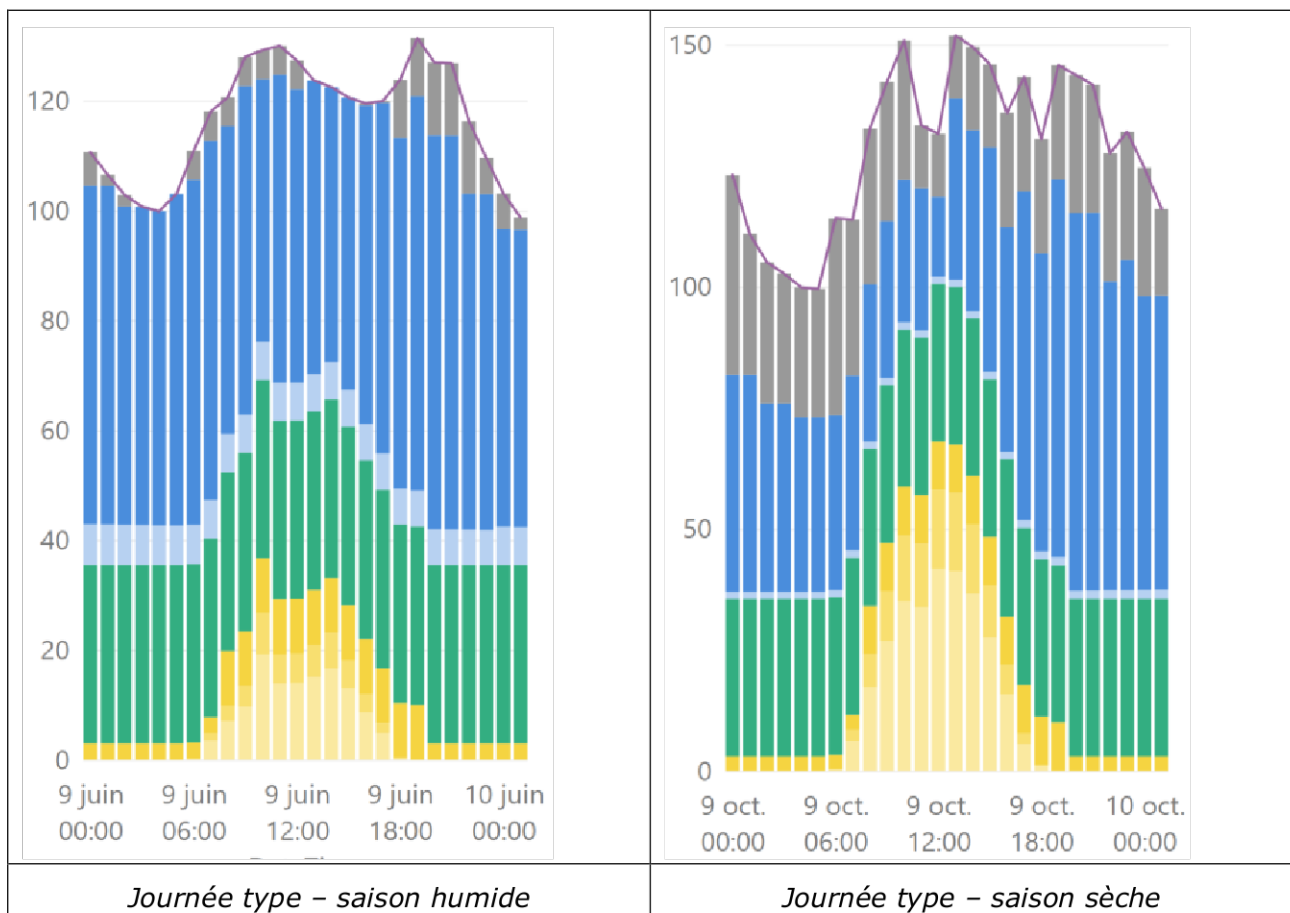


Figure 5 : puissances horaires mobilisées par filière au pas de temps horaire pour deux journées types correspondant aux saisons sèche et humide

Ces graphes montrent l'intérêt d'un fonctionnement « intelligent » du mix « PV-biomasse-Hydro Petit-Saut » dès 2024 :

- Alors que les centrales biomasse assurent une production de base tout au long de l'année, le productible de Petit-Saut est réduit durant la journée (notamment lors du pic de production PV), permettant ainsi une régulation et une optimisation journalières ;
- Grâce à sa capacité de stockage, la production hydro est lissée au cours de l'année, en prenant en compte la production PV et les écarts des productibles entre saison sèche-saison humide, permettant ainsi une régulation inter-saisonnière optimisée;
- La centrale de Larivot fonctionne en secours :
 - En année moyenne, elle est très peu mobilisée en saison humide (seulement aux heures de pointe) et en saison sèche elle est utilisée très partiellement tout au long de la journée.
 - En année exceptionnellement sèche (comme celle de 2009) la production de la centrale de Larivot peut atteindre jusqu'à 213 GWh pour l'année et la puissance max appelée environ 80 MW.

4.3 ANALYSE DE L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE A FIN 2023 SANS LARIVOT

4.3.1 Etablissement d'un nouveau mix à fin 2023 sans Larivot

Dans les analyses précédentes, il est fait l'hypothèse que la centrale de Larivot est mise en service fin 2023 comme cela était projeté initialement. Or, compte tenu des procédures contentieuses en cours, les travaux de construction de la centrale sont actuellement suspendus, ce qui entraînera

inévitablement un retard significatif de sa date de mise en service. Il est désormais acquis que la centrale ne sera, au mieux, pas mise en service avant fin 2025 voire 2026.

Dans ces conditions, la centrale de Dégrad-des-Cannes étant arrêtée et la centrale de Larivot pas encore en service, la période 2024-2025 devient critique et il apparaît indispensable de prévoir des renforcements de production pour garantir l'équilibre offre-demande et la sécurité du réseau.

L'objectif de ce chapitre est de tester des renforcements qui ont été définis comme suit, avec la construction et la mise en service :

- D'installations PV à hauteur de 100 MW supplémentaires (par rapport au parc pris en compte dans les parties précédentes) ;
- D'un système de batteries centralisées à hauteur de 50 MW/50 MWh.

La mise en œuvre de ces renforcements apparaît réaliste à la fois en termes de délai et d'investissement par rapport aux enjeux.

Compte tenu du caractère critique de la période 2024-2025, il est également fait l'hypothèse que les groupes thermiques existants autres que ceux de Dégrad-des-Cannes ne sont pas démobilisés et peuvent le cas échéant être mis à contribution pour assurer la sécurité du réseau. Ces groupes thermiques consistent en :

- 4 Turbines A Combustion (TAC) de 20 MW chacune :
 - 2 dont 1 mobile sur le site de Dégrad des Cannes
 - 2 dont 1 mobile sur le site de Kourou.

L'application des normes environnementales limite néanmoins le fonctionnement des TAC non mobiles à 500 heures par an car elles ne sont pas équipées de procédés de dénitrification des fumées.

- Groupes électrogènes :
 - 12 MW de groupes électrogènes ont été mis en service sur le site de Margot à Saint-Laurent-Du-Maroni en février 2017 ; cette puissance a été portée à 16 MW au premier trimestre 2019.
 - 14 MW de groupes électrogènes ont été mis en service sur le site de la Centrale Thermique EDF de Dégrad des Cannes en juin 2018.

En prenant en compte ce parc, le résultat des installations déjà existantes, des projets en développement ou en construction et d'un volontarisme affiché de développer de nouvelles installations, en particulier PV, le tableau ci-dessous donne la contribution des productions annuelles globales par filière pour assurer l'équilibre offre-demande pour une année moyenne (correspondant à une pluviométrie moyenne). Comme dans les analyses précédentes, les groupes thermiques sont modélisés conformément à leur « statut » d'installations de secours et leur contribution est calculée pour assurer le solde de puissance et de production nécessaire pour satisfaire à la fois la demande globale et la pointe.

		Bio-masse	Petite hydro	Petit-Saut	PV	PV + stockage	Thermique	Total
Projection fin 2023	[MW]	38,9	9,9	108	163,8	30,6 à 37,6	110	
	[GWh]	254	48	420	212	89	15	1 038

Puissances et productions par filière en année de pluviométrie moyenne à fin 2023 sans Larivot

A noter que la production totale annuelle s'établit légèrement au-dessus de la demande (1 038 GWh vs. 1 025 GWh) de façon à permettre le fonctionnement du système de batteries centralisées (50 MW/50 MWh) intégré à ce scénario.

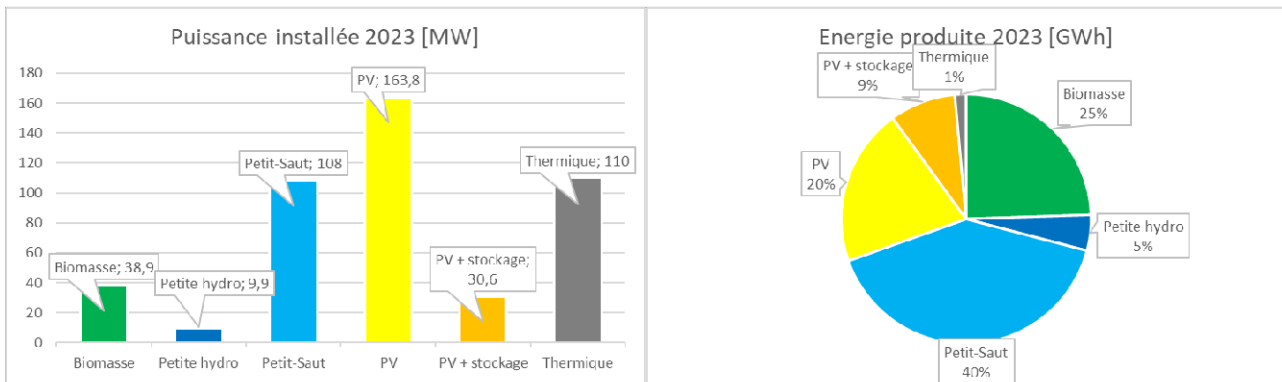


Figure 6 : répartition des puissances installées et productions par filière en année de pluviométrie moyenne en 2023 (sans Larivot)

Avec ces nouvelles hypothèses (sans Larivot et avec les renforcements proposés), l'équilibre offre-demande peut être garanti en Guyane sur la période 2024-2025. La production PV supplémentaire complète efficacement le mix grâce à une régulation journalière optimisée lors du pic journalier de production PV combinant la réduction de la production de Petit-Saut et le stockage d'électricité rendu possible par le système de batteries centralisées. Ainsi, en année moyenne :

- la quasi-totalité de la demande est assurée par des EnR (98,5% de la demande totale) ;
- la production thermique est marginale, confirmant leur rôle de « centrales de secours ». Cela a pour conséquence de limiter le recours à des groupes de secours (TAC et moteurs mobiles) et de réduire les consommations de fuel, ainsi que les émissions de CO₂.

4.3.2 Analyse préliminaire de la sécurité du réseau à fin 2023 sans Larivot

Compte tenu du mix établi ci-dessus pour la période critique 2024-2025 (forte pénétration des EnR dont PV, pas de « grosses » centrales thermiques disponibles), il est apparu utile d'approfondir l'analyse de la sécurité du réseau. Cette analyse préliminaire a été réalisée à travers celle de la réserve primaire, qui est la réserve de puissance pouvant être fournie au réseau dans les premières secondes après une perturbation.

Pour cette analyse, nous avons considéré que la perturbation maximale instantanée est représentée par la disjonction du groupe le plus puissant sur le réseau. En l'occurrence, en 2023, ce scénario reste la perte d'un groupe hydroélectrique de Petit-Saut de puissance unitaire 28 MW. La perte de puissance de la production PV n'est pas considérée car celle-ci est répartie sur l'ensemble du territoire guyanais. La variabilité de la production est donc très faible en pas horaire du fait d'un bon foisonnement territorial.

On considère alors qu'une réserve primaire d'au minimum 30 MW doit à tout moment être disponible sur le réseau guyanais. Cette réserve primaire a été intégrée à la modélisation afin de vérifier que ce minimum est toujours disponible.

Pour chacun des moyens de production, on a fait les hypothèses suivantes de réserves primaires :

- Petit-Saut : la réserve primaire est considérée égale à 10 % de la puissance des générateurs en fonctionnement à chaque instant ;
- Biomasse : la réserve primaire est considérée égale à 10 % de la puissance des générateurs en fonctionnement à chaque instant ;
- Batterie électrochimique : on considère que le système de batteries centralisées peut fournir une réserve primaire de puissance à hauteur de la décharge totale de l'énergie disponible de la batterie en 15 min ;
- Groupes thermiques (TAC et groupes électrogènes) : on considère une réserve primaire égale à la puissance maximale disponible des générateurs en fonctionnement à chaque instant.

Les résultats de la modélisation montrent que cet objectif d'un minimum de 30 MW en réserve primaire est bien atteint avec le mix proposé. La modélisation montre que le cas le plus défavorable se trouve, en saison sèche le matin, lorsque les batteries sont déchargées et que la puissance fournie par les groupes hydrauliques est faible du fait d'une production importante des centrales photovoltaïques. Cette période critique peut par exemple être résolue en maintenant une réserve minimum dans les batteries d'au moins 5 MWh et en conservant l'un des groupes de Petit Saut en fonctionnement minimal.

A titre indicatif, le graphe ci-dessous représente pour une année moyenne à fin 2023 les puissances mobilisées par filière et l'état de la réserve primaire au pas de temps horaire pour une semaine type en saison sèche (figure 7).

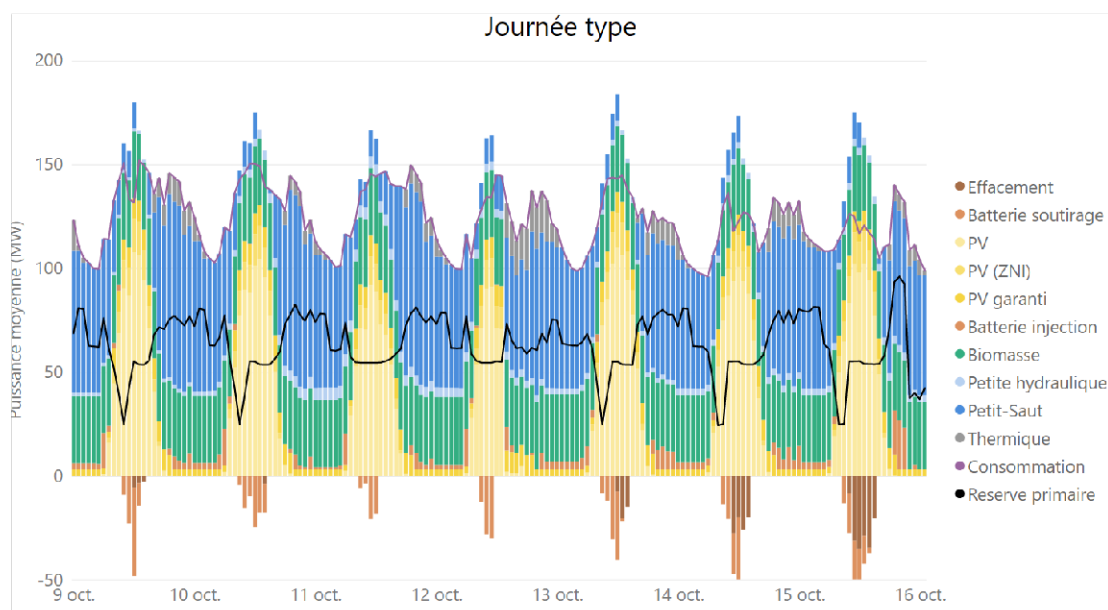


Figure 7 : puissances horaires mobilisées par filière au pas de temps horaire pour une semaine type en saison sèche

4.4 APPRECIATION DU RISQUE DE BLACKOUT

Au vu des éléments décrits ci-dessus, l'objet de ce chapitre est d'apprécier le risque de black-out qui a souvent été évoqué dans le cas où la centrale de Larivot ne serait pas construite. Il apparaît désormais d'autant plus opportun d'analyser ce risque que, comme cela est indiqué précédemment, les retards désormais certains quant à la mise en service de la centrale de Larivot conduisent à envisager une période sans les centrales de Dégrad-Des-Cannes et de Larivot.

Il convient d'abord de noter que ce risque de black-out est un risque à moyen terme : d'ici à fin 2023, les conditions d'exploitation du réseau guyanais seront sensiblement les mêmes que celles qui prévalent depuis plusieurs années (avec la centrale de Dégrad-des-Cannes dans son état actuel et sans la nouvelle centrale de Larivot). Au cours de cette période (jusqu'à fin 2023), il appartient à EDF d'assurer la sécurité du système électrique guyanais quelques soient les conditions, y compris lorsque le territoire doit faire face à une situation exceptionnelle d'absence totale de pluies et à un fonctionnement très limité du barrage de Petit Saut. C'est ce que EDF a par exemple fait au cours du premier trimestre 2020 selon les détails indiqués ci-après.

Entre le 1er janvier 2020 et le 31 décembre 2023 (date de l'arrêt définitif de la centrale existante en application de la Directive Européenne), les moteurs de l'actuelle centrale de Dégrad-Des-Cannes ne pourront être exploités que pendant 18 000 heures. Anticipant cette capacité limitée de production mais également du fait de la vétusté de ses moteurs (certains moteurs ne sont déjà plus opérationnels), EDF loue depuis plusieurs années des groupes électrogènes mobiles

(conditionnés en containers). Ainsi, à partir de 2015, EDF SEI a commencé à alimenter le territoire à partir de groupes mobiles installés sur le site de Dégrad-des-Cannes. Depuis lors, la capacité installée a cru régulièrement. Aujourd'hui, 26 groupes en location totalisant 16 MW sont installés à St Laurent du Maroni et 16 autres à Dégrad pour 14 MW. Au total 30 MW de groupes en location sont donc installés sur le territoire en 2021, soit à peu près l'équivalent de la moitié de la puissance de l'actuelle centrale de Dégrad-des-Cannes.

Il est remarquable qu'au premier trimestre 2020, alors que le territoire guyanais a dû faire face à une situation exceptionnelle d'absence totale de pluies et à un fonctionnement très limité du barrage de Petit Saut, ce sont les turbines à combustion d'EDF SEI et les groupes loués qui ont assuré l'essentiel de l'équilibre entre la production et la consommation du territoire. Aucun black-out n'a été déploré lors de cette situation extrême.

A partir de l'année 2024, l'arrêt de la centrale de Dégrad-des-Cannes et la certitude que la centrale de Larivot ne pourra pas être mise en service à cette échéance doit inévitablement interroger sur les nouvelles conditions d'exploitation du réseau littoral. Le chapitre précédent dédié à l'analyse de l'offre-demande à l'horizon fin 2023 et sans la centrale de Larivot propose et explore de façon préliminaire des actions durables de renforcement réalistes, de nature à assurer à la fois l'équilibre offre-demande et la sécurité du réseau. Compte tenu du caractère critique de la nouvelle situation (contentieux en cours sur la centrale de Larivot) qui est amenée à durer au moins les années 2024 et 2025), il est vivement recommandé d'envisager ces actions de renforcement sans délai.

Enfin, à titre exceptionnel et transitoire, il reste possible de prolonger au-delà de 2023 le recours à des groupes loués et si nécessaire d'en accroître le volume, en utilisant les infrastructures existantes (station de transfert et cuves de stockage du fuel, postes sources d'évacuation de l'électricité...). Différents sites peuvent être équipés, comme celui de l'actuelle centrale de Dégrad-des-Cannes, et du poste source de Saint Laurent du Maroni, ou d'autres sites déjà pré-équipés, comme le poste source de Kourou (équipé de fortes capacités de stockage de carburant et des infrastructures électriques). Ce type de solutions n'est toutefois à envisager qu'en dernier recours après les actions durables de renforcement explicitées ci-avant et qui doivent être privilégiées dans tous les cas.

5.Elaboration de scénarios à l’horizon 2028

5.1 QUELS SCENARIOS DE DEVELOPPEMENT DES ENR A L’HORIZON 2028 ?

En première analyse, et dans l’attente de nouvelles données, en particulier celles qui pourraient résulter de l’étude sur la mobilité, pour l’évaluation de la demande en 2028, il est proposé de considérer les hypothèses des scénarios Azur et Emeraude établies par EDF SEI dans son bilan prévisionnel 2019-2020 et dont les principales caractéristiques sont rappelées ci-dessous :

Scénarios	Energie moyenne (GWh/an)	Pointe moyenne sur 1 h (MW)
Azur	1 162	182
Emeraude	1 048	166

Côté offre, au-delà de 2023, l’ensemble des filières EnR (notamment PV) mais aussi la filière du stockage présentent des potentiels importants de croissance. Lors du diagnostic établi dans le premier chapitre, on a identifié les projets qui devraient être mis en service d’ici fin 2023 mais on sait déjà que d’autres projets sont en développement et qu’ils seront mis en service entre 2024 et 2028.

Dès lors, dans la perspective de tendre à l’horizon 2028 vers un mix 100 % EnR endogènes, deux scénarios sont envisageables :

1. Scénario 1 : Augmenter la seule contribution de Larivot qui « passerait » en biomasse liquide (biodiesel), qui soulève cependant la question de sa compatibilité avec l’objectif d’autonomie énergétique de la Guyane voulu par la loi
2. Scénario 2 : Poursuivre le déploiement des EnR, par exemple via la poursuite du développement de la filière PV, et dans une moindre mesure de la filière biomasse.

Les deux scénarios faisant référence à de la biomasse - liquide dans le premier scénario, solide dans le deuxième - il apparaît utile de fournir quelques éléments d’analyse pour bien comprendre les enjeux liés à ces deux types de biomasse, en particulier vis-à-vis de d’une production endogène. Ceci de façon à éclairer la faisabilité ou l’intérêt d’un scénario par rapport à l’autre. Cette analyse est détaillée dans le chapitre suivant.

5.2 ELEMENTS D’ANALYSE BIOMASSE LIQUIDE VERSUS BIOMASSE SOLIDE

Il est rappelé que dans le cadre du scénario 1, EDF prévoit d’installer au Larivot une centrale de production d’électricité de 120 MW pour alimenter le réseau du Littoral, sur la base d’une production estimée par EDF à environ 300 GWh/an. Initialement, cette centrale devait fonctionner au fioul, mais il a été demandé à EDF de l’opérer à partir de « biomasse liquide » (autrement dit de biocarburants). Le présent chapitre se propose de donner des premiers éléments de comparaison entre la biomasse solide et la biomasse liquide en Guyane, comparaison qui reste indicative puisqu’aucune information détaillée n’a à ce jour été fournie par EDF sur le projet de biomasse liquide.

5.2.1 La biomasse solide par centrales classiques (combustion et cycle vapeur ou gazéification)

La production d'électricité à partir de biomasse solide est déjà en vigueur en Guyane et les études ont montré que l'on peut envisager à l'échéance de 2024 une puissance d'une quarantaine de MW correspondant à une production de l'ordre de 300 GWh.

Pour une production annuelle de 300 GWh, la matière première nécessaire serait de l'ordre de 500 000 t de biocombustibles par an, répartie entre :

- 300 000 t de biomasse résiduelle (sous-produits issus de l'exploitation de la forêt, des défrichements agricoles, bois récupéré dans le barrage de Petit Saut...).
- 200 000 t de plantations nouvelles (arbustes divers et canne à vocation énergétique).

Dans le cas de sous-produits de l'exploitation forestière ou de défrichements, il est difficile d'indiquer un rendement à l'hectare. Il est évoqué un potentiel de 100 t de biomasse récupérable par hectare de défriche à vocation agricole.

Dans le cas de plantations énergétiques, une estimation du rendement par hectare est possible. Les chiffres cités sont de 100 t de biomasse par hectare et par an pour de la canne fibre (soit avec un taux d'humidité de l'ordre de 70%, environ 30 tonnes de matière sèche par hectare). D'autres cultures peuvent aussi être envisagées. Les plantations arbustives sont généralement moins productives et mettent plusieurs années pour entrer en pleine production. Pour produire 200 000 t/an, il faudra probablement un peu plus de 2 000 ha, le pouvoir calorifique des cultures étant inférieur à celui du bois.

5.2.2 La biomasse liquide sous forme d'esters méthyliques

L'hypothèse évoquée en premier lieu pour remplacer le diesel dans une centrale thermique s'appuie sur du « biodiesel », c'est à dire des esters méthyliques d'huiles végétales, le terme générique étant EMAG (esters méthyliques d'acides gras).

Avec un rendement de 27%, pour produire 300 GWh, il faut 1 111 GWh d'énergie primaire. Le PCI des EMAG étant en moyenne de 10,5 kWh/kg, il faudrait 105 000 t de biodiesel/an. Par mesure de simplification, on peut admettre que l'ordre de grandeur des besoins en huile (légèrement inférieur au tonnage de biodiesel) est de 100 000 t par an.

Dans le cas d'une culture annuelle telle que du tournesol ou du soja, le rendement en huile par hectare en Guyane se situerait entre 1 et 1,5 t/an, nécessitant entre 70 000 et 100 000 ha. L'adaptation de ces cultures au climat et aux sols guyanais qui sont très pauvres reste par ailleurs à investiguer. Sachant que la SAU de la Guyane est de 35 000 ha, il apparait difficile d'envisager une telle production, même si cette SAU est en augmentation (+33% en 15 ans) et si 1 800 ha de foncier (6% de la SAU) sont attribués chaque année à des exploitants agricoles.

La culture oléagineuse la plus productive en Guyane serait le palmier à huile. Avec un rendement en huile par hectare de 3 t à 5 t au bout de 5 ans après la plantation, les besoins en surface en production de routine se situeraient alors entre 20 000 et 33 000 ha. Il existe d'autres variétés de palmier en Guyane, appréciées du fait de leurs multiples usages, tels que le palmier Awara ou Wassai, mais il semble que leur productivité soit encore inférieure à celle du palmier à huile et les besoins en surface seraient augmentés en due proportion.

On voit que le déploiement de telles cultures oléagineuses ne saurait en aucun cas déboucher sur une production locale de 100 000 t/an dans les prochaines années. En outre, il semble que le Ministère de la Transition Ecologique ait d'emblée écarté les cultures de palmier à huile et de soja pour la production de la biomasse liquide.

5.2.3 Les autres filières éventuellement possibles

D'après les projets de « biocarburants avancés » qui se développent actuellement dans le monde, les filières suivantes pourraient être envisagées

- Les HVO (huiles végétales hydrogénées) : il s'agit d'huiles ou graisses qui sont hydrogénées au lieu d'être estérifiées par un alcool tel que le méthanol et qui fonctionnent dans les moteurs Diesel. Elles posent le même problème de l'approvisionnement en huile que pour les EMAG.
- L'éthanol : ce produit peut être utilisé dans les moteurs Diesel à hauteur de 95% du carburant final après adaptation des moteurs. En Guyane, les projets de production de sucre et d'éthanol à partir de canne à sucre ont échoué, le climat ne permettant pas une teneur en sucre suffisamment élevée. Il existe par ailleurs de « l'éthanol cellulosique » (obtenu à partir de matières lignocellulosiques telles que le bois ou des plantes énergétiques). Les investissements sont très élevés (250 M€ pour une production de 50 000 t/an à partir de 250 000 t de biomasse) et trop risqués. Ils nécessitent des matières premières très homogènes.

Ces deux filières semblent donc à écarter dans le cas du problème posé.

5.2.4 Les contraintes de déploiement des biomasse solide et liquide en Guyane

Ces contraintes sont largement évoquées dans le rapport SETEC de juin 2019 et le rapport interministériel d'octobre 2018. Il s'agit principalement :

- de la contrainte foncière

Le développement de plantations énergétiques, qu'elles soient forestières ou agricoles, implique la mise en valeur de surfaces nouvelles. Il y a à la fois un problème de localisation à proximité des sites industriels et d'autorisations à délivrer par la Préfecture après avis de la Commission d'Attribution Foncière, qui doit en outre se prononcer en fonction de critères de viabilité et de durabilité.

Ces contraintes existent tant pour la biomasse solide que liquide, mais les procédures sont rôdées pour la biomasse solide, qui de plus fait appel en priorité à des biomasses existantes. Les surfaces nécessaires pour les différents projets sont identifiées et les autorisations en cours ou accordées.

- de contraintes de montée en puissance dans le temps

Si l'objectif est de produire 300 GWh en 2023 et plus en 2028, il est clair que la biomasse solide, avec les projets en cours d'instruction, a un avantage majeur par rapport à une éventuelle biomasse liquide endogène. Outre les temps d'étude et de mise à disposition du foncier, il faut mettre en place des organisations avec des agriculteurs et réaliser des cultures annuelles ou des plantations pérennes qui ne donneront des rendements satisfaisants qu'après plusieurs années (au moins 5 ou 7 ans).

- des contraintes économiques

Il n'a pas été possible, dans le cadre de cette analyse sommaire, de procéder à une évaluation des prix de revient du MWh pour les différentes filières évoquées. Il est donc difficile de porter un jugement approfondi sur la rentabilité comparée de tels projets. Toutefois, compte tenu des expériences de production des différentes filières déjà existantes dans le monde, il est raisonnable de considérer un prix de revient du MWh pratiquement du double entre biomasse liquide et biomasse solide (soit entre 400 et 450 €/MWh à partir de la biomasse liquide contre 200 à 250 €/MWh à partir de la biomasse solide).

En résumé, il ressort de cette analyse que le remplacement intégral du fioul de la centrale du Larivot à l'échéance de 2024-2025 par de la biomasse liquide endogène pour une production de

300 GWh/an apparaît totalement improbable et comprend même à plus long terme de très importantes difficultés et aléas.

Compte tenu de l'ensemble de ces éléments, il est recommandé dans la suite de l'étude de privilégier le scénario 2, seul capable d'assurer dans des délais raisonnables un mix 100% EnR et endogène, et donc conforme à la Loi.

5.3 ANALYSE DE L'EQUILIBRE OFFRE-DEMANDE A L'HORIZON 2028 DANS LE CAS D'UN SCENARIO 100% ENR ENDOGENES

L'objectif de ce paragraphe est de démontrer que la poursuite d'un développement réaliste des filières EnR (en particulier PV et biomasse) permet d'assurer un équilibre de l'offre-demande, y compris dans la perspective d'une augmentation de la demande comme cela est anticipé à l'horizon 2028.

A cette échéance de 2028, on considère que les capacités supplémentaires par rapport au parc de production tel qu'évalué à fin 2023 sont les suivantes pour les différentes filières, avec la construction et la mise en service :

- d'installations PV à hauteur de 200 MW supplémentaires ;
- d'installations biomasse (solide) à hauteur de 10 MW supplémentaires
- d'un système de batteries centralisées à hauteur de 100 MW/100 MWh.

Il convient de noter que les renforcements définis à l'horizon 2023 pour « passer » la période critique 2024-2025 sans Larivot correspond à sensiblement la moitié du chemin en termes de capacités supplémentaires (200 MW de PV supplémentaire en 2028 vs. 100 MW supplémentaires dès 2023, 100 MW/MWh de batteries centralisées supplémentaires en 2028 vs. 50 MW/50 MWh supplémentaires dès 2023).

En prenant en compte ce parc, le tableau ci-dessous donne la contribution des productions annuelles globales par filière pour assurer l'équilibre offre-demande pour une année moyenne et pour une année sèche. Comme dans les analyses précédentes, des groupes thermiques (à cette échéance, ce peut être ceux de Larivot ou les autres groupes TAC et groupes électrogènes déjà existants) sont modélisés et leur contribution est calculée pour assurer le solde de puissance et de production nécessaire pour satisfaire à la fois la demande globale et la pointe.

		Bio- masse	Petite hydro	Petit- Saut	PV	PV + stockage	Thermi- que	Total
Projection fin 2028	[MW]	48,9	9,9	108	263,8	30,6 à 37,6	120	
Année moyenne	[GWh]	332	48	420	277	89	19	1 185
Année très sèche	[GWh]	354	38	340	277	89	89	1 187

Puissances installées et productions par filière en 2028 en année moyenne et en année très sèche

On constate qu'en année moyenne, comme en année très sèche, la demande en électricité est largement satisfaite en Guyane par les EnR à fin 2028. En année moyenne, la part des EnR représente 98,4% de la demande totale. Même en année très sèche, le taux de charge « moyen » des groupes thermiques (nombre d'heures de fonctionnement équivalent à pleine puissance sur l'ensemble de l'année) reste modéré, de l'ordre de 800 heures sur 8760 heures (soit 9%).

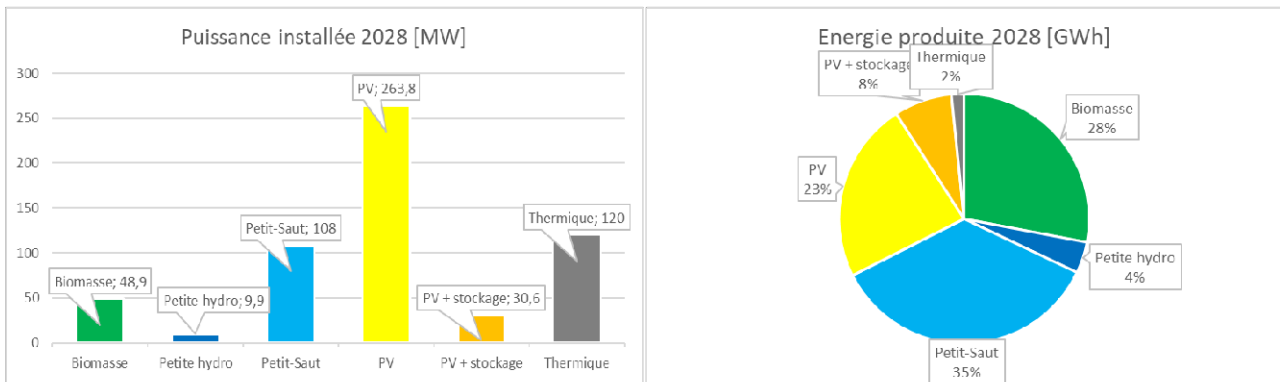


Figure 8 : répartition des puissances installées et productions par filière en année de pluviométrie moyenne en 2028

Le graphique ci-dessus montre également qu'en année moyenne le mix « PV-biomasse-Hydro Petit-Saut » est équilibré avec environ une contribution d'un tiers de la demande par chacune des filières principales.

6. Analyse préliminaire des émissions carbone et retombées socio-économiques des différents scénarios

6.1 COMPARAISON DES EMISSIONS CARBONE DES DIFFERENTS SCENARIOS

De façon générale, on trouve peu d'indication dans la bibliographie sur les facteurs d'émissions des différentes filières de production d'énergie en Guyane. Par exemple, concernant le projet de construction de la centrale de Larivot, on ne trouve pas d'informations détaillées sur les émissions prévisionnelles annuelles de CO₂ de la future centrale, même s'il a été communiqué une réduction générale importante attendue par rapport aux émissions de l'actuelle centrale de Dégrad-des-Cannes fonctionnant au diesel. De même, alors qu'il est désormais envisagé que la centrale de Larivot fonctionne dès sa mise en service avec de la biomasse liquide (biodiesel) et que ce passage à ce nouveau carburant soit de nature à réduire les émissions de CO₂, aucun bilan carbone détaillé susceptible de quantifier précisément les émissions totales et leurs éventuelles réductions ne semble être à ce jour disponible.

Dans le cadre de la présente étude, s'il n'a pas été possible d'établir un bilan carbone détaillé des différentes filières, il apparaît toutefois réaliste d'établir une comparaison préliminaire des émissions carbone des différents scénarios à partir :

- Des quantités d'électricité annuelles estimées produites par chacune des filières pour chacun des scénarios ;
- des facteurs d'émissions des différentes filières établis par des organismes indépendants, en particulier l'ADEME, certes dans des contextes généraux qui ne prennent pas en compte les éventuelles spécificités du territoire guyanais mais qui ont été jugés suffisamment valables et fiables pour établir une comparaison préliminaire.

Les deux tableaux ci-dessous indiquent donc pour les deux scénarios cités au chapitre 4 les émissions totales annuelles en tonnes de CO₂ des différentes filières :

- Le scénario 1 correspond à celui où la contribution de la centrale de Larivot augmente dans le temps pour répondre à la demande. Les évaluations des productions par filière sont tirées du bilan prévisionnel établi par EDF à l'horizon 2028 (la centrale de Larivot est alors décrite comme « Larivot/fioul liquide »). Dans ce scénario, on a aussi fait l'hypothèse que la centrale de Larivot fonctionnait en biomasse liquide en 2028 ;
- Le scénario 2 correspond au scénario « 100% EnR endogènes » tel qu'étudié et proposé dans le chapitre précédent.

Dans les deux cas, on a considéré le scénario de demande « Azur » qui correspond à celui de la plus forte demande.

	Biomasse	Hydraulique	PV	Larivot/ fioul liquide	Total
Production 2028 [GWh/an]	165	500	175	320	1 160
Facteur d'émission [tCO ₂ /GWh]	30	10	30	110	
Emissions [tCO ₂ /an]	4 950	5 000	5 250	128 000	143 200

Scénario 1 : émissions carbone totales annuelles et par filières dans le cas d'un scénario en 2028 avec une forte contribution de la centrale de Larivot qui fonctionne en biomasse liquide

	Biomasse	Hydraulique	PV	Thermique	Total
Production 2028 [GWh/an]	332	468	366	19	1 185
Facteur d'émission [tCO ₂ /GWh]	30	10	30	400	
Emissions [tCO ₂ /an]	9 960	4 680	10 980	7 600	33 220

Scénario 2 : émissions carbone totales annuelles et par filières dans un scénario « 100% ENR endogènes » en 2028

Il convient de noter que le facteur d'émission pris en compte pour les « nouveaux moyens » dans le scénario 1 - 110 gCO₂/kWh – correspond celui des biocarburants (filière huiles végétales) sans changement d'affectation des sols, ce qui correspond à une hypothèse optimiste.

Compte tenu du caractère très préliminaire de cette analyse, ces chiffres restent indicatifs mais la comparaison montre nettement que les émissions totales annuelles de CO₂ sont discriminantes entre les deux scénarios à savoir que le scénario avec une forte contribution de la centrale de Larivot, même dans le cas où elle passe en biomasse liquide, émettrait environ 3 à 4 fois plus que le scénario avec un mix 100% EnR endogène établi et proposé dans le cadre de la présente étude. En valeur absolue, l'écart entre les émissions totales annuelles de CO₂ serait de l'ordre de 100 000 tonnes, ce qui est suffisamment significatif pour conclure, malgré les indispensables approximations faites pour cette comparaison, que le premier scénario est dans tous les cas bien plus émetteur en carbone que le second.

6.2 ANALYSE PRELIMINAIRE DES RETOMBÉES EN TERMES D'ACTIVITES ET D'EMPLOIS D'UN MIX « 100% ENR ENDOGENES »

Le scénario d'un mix 100% EnR endogènes (dit scénario 2 ci-dessus) proposé à l'horizon 2028 représente clairement d'importants investissements et donc la création de nombreux emplois associés. L'objet de ce chapitre est d'évaluer de façon préliminaire ces retombées pour le territoire.

L'analyse de ces retombées a déjà fait l'objet d'études. Pour la présente, il est proposé de s'appuyer principalement sur l'étude ADEME « Analyse des impacts prévisibles des objectifs énergétiques en ZNI sur l'activité et l'emploi » de juin 2018. Cette étude est d'autant plus pertinente qu'elle s'inscrit dans le cadre de l'objectif d'autonomie énergétique de la Guyane, qui correspond précisément à celui du scénario 2 de la présente étude à l'horizon 2028.

Pour résumer, les principaux investissements liés au scénario 2 entre fin 2023 et 2028 sont la construction et la mise en service:

- d'installations photovoltaïques à hauteur de 200 MW supplémentaires ;
- d'installations biomasse (solide) à hauteur de 10 MW supplémentaires ;
- d'un système de batteries centralisées à hauteur de 100 MW/100 MWh.

Ces investissements génèrent des emplois locaux à la fois pour la construction des installations et pour l'exploitation et la maintenance des installations ensuite. L'étude ADEME citée précédemment retient les ratios suivants pour les filières PV et biomasse :

- Filière PV : 4 emplois locaux/MW construit sur un an ; 0,25 emplois locaux durables par MW installé pour l'exploitation et la maintenance ensuite ;
- Filière biomasse : 7 emplois locaux/MW construit sur deux années ; 5,7 emplois locaux durables par MW installé pour l'exploitation et la maintenance ensuite.

Sur la base de ces ratios, les deux tableaux ci-dessous indiquent les emplois locaux créés pour la construction des installations entre fin 2023 et 2028 et ceux durables à partir de fin 2028 pour l'exploitation et la maintenance de l'ensemble des installations existantes des deux filières. Le premier tableau donne aussi une indication des montants des investissements.

	200 MW d'installations photovoltaïques	10 MW de centrales biomasse	100 MW/100 MWh de batteries centralisées
Montant des investissements entre fin 2023 et 2028 (5 ans)	200 M€	80 M€	100 M€
Emplois locaux pour la construction	160 emplois chaque année sur 5 ans	70 emplois chaque année sur 2 années	

Evaluation des montants des investissements et des emplois locaux pour la construction des installations entre fin 2023 et 2028

	Installations photovoltaïques	Centrales biomasse	Total
Etat du parc fin 2028	295 MW (y compris PV stockage)	50 MW	
Emplois locaux durables	75 emplois	280 emplois	353 emplois

Evaluation des emplois locaux pour la maintenance et l'exploitation des installations en 2028

Ces chiffres, significatifs, restent prudents. A titre indicatif, il est rappelé que l'étude réalisée par CGEDD/CGE/CGAAER a conclu qu'une filière biomasse bois en Guyane dimensionnée à 40 MW était de nature générer l'emploi local direct et pérenne d'environ 700 personnes.

Il ressort aussi de ces analyses qu'un grand nombre d'emplois locaux créés concernent l'approvisionnement et l'exploitation des centrales biomasse, qui intègrent de nombreux emplois agricoles et forestiers liés à la fabrication du combustible. Ces emplois, créés sur l'ensemble du territoire bénéficieront à de nombreuses communes et zones rurales.

Ces chiffres montrent dans tous les cas que le développement des filières EnR en Guyane est de nature à créer de nombreux emplois locaux. A titre indicatif, il est rappelé qu'EDF estime le besoin pour l'exploitation de la future centrale de Larivot entre 60 à 90 personnes (maxi 100 personnes en comptant les sous-traitants). En matière d'emploi, c'est donc un scénario avec un fort taux d'EnR endogène qui doit être privilégié.

7. Perspectives pour les années 2030 et 2033

Comme cela a été montré dans les parties précédentes, le scénario d'un mix 100% EnR endogènes (dit scénario 2 ci-dessus) proposé à l'horizon 2028 permet déjà d'atteindre les objectifs d'un mix quasi-totalement renouvelable et endogène dès 2028, soit avec une avance de deux ans par rapport aux exigences de la Loi (qui fixe cet objectif à l'horizon 2030). Cela constitue une bonne nouvelle pour le territoire à la fois en termes d'autonomie énergétique mais aussi de développement économique associé.

Bien sûr, ces modélisations devront être validées par des projections au fur et à mesure de la réalité de l'avancement des mises en services des projets de production d'EnR, mais aussi des évolutions de la demande.

Pour la demande, dans la présente étude, les scénarios pris en compte correspondent à ceux établis par EDF dans son bilan prévisionnel 2019-2020 pour l'échéance 2028. Cette demande prend en compte plusieurs paramètres. Parmi ces paramètres, l'évolution démographique et le développement de l'électromobilité, apparaissent particulièrement sensibles dans le contexte guyanais et sont de nature à provoquer des ruptures dans l'évolution de la demande. Il conviendra donc à court terme non seulement d'établir des scénarios de demande aux échéances 2030 et 2033 mais aussi de s'assurer de leur actualisation régulière en fonction de l'évolution de paramètres clés.

Pour l'offre, la poursuite du développement des filières PV et biomasse qui est souhaitable pour l'échéance 2028 et qui est largement commenté dans cette étude, devrait contribuer aux objectifs aux horizons 2030 et 2033. En outre, d'autres filières aujourd'hui moins développées – éolien possiblement, mais aussi valorisation des déchets – seraient également susceptibles de contribuer à l'augmentation de l'offre de production d'EnR aux horizons 2030 et 2033.

Enfin, à ces horizons de 5 à 10 ans, plusieurs évolutions technologiques sont aussi de nature à modifier significativement le pilotage du système électrique et le mix énergétique guyanais. La présente étude recommande déjà d'introduire à court terme plus de packs de batteries centralisées pour participer à l'équilibre offre-demande et pour fournir des services systèmes. Les évolutions en cours des techniques de stockage et de réseaux intelligents, déjà validées ces dernières années sur de nombreux territoires, devraient se renforcer en particulier sur les réseaux ilôtés de type ZNI, comme cela est le cas de la Guyane.