



Bilan Prévisionnel

de l'équilibre offre - demande
d'électricité

Guyane du littoral

Horizon 2024-2040



Synthèse

EDF Systèmes Energétiques Insulaires (SEI), en sa qualité de gestionnaire de réseau, a pour mission d'identifier les risques de déséquilibre entre la demande en électricité du territoire et l'offre disponible pour la satisfaire ainsi que les éventuels besoins en puissance permettant de garantir le respect du critère de défaillance¹. Cet exercice est réalisé au travers du Bilan Prévisionnel. L'édition 2024 met à jour, sur la période 2024-2040, les analyses présentées dans les éditions précédentes. Afin d'explorer le champ des futurs possibles, deux scénarios sont étudiés, dont les caractéristiques sont présentées dans le tableau ci-dessous.

	Parc de production	MDE	Mobilité électrique	Population	Macro-économie
Azur	Parc connu et développement important des EnR	Poursuite ambitieuse des actions du cadre de compensation	Fin de vente des véhicules thermiques légers en 2040 et 40 % de recharge pilotée	Scénario INSEE haut	Scénario PIB/habitant haut
Emeraude	Parc connu et développement très conséquent des EnR	Poursuite très ambitieuse des actions du cadre de compensation	Fin de vente des véhicules thermiques légers en 2035 et 80 % de recharge pilotée	Scénario INSEE central	Scénario PIB/habitant bas

Principales caractéristiques des deux scénarios étudiés dans le Bilan Prévisionnel

Dans les deux scénarios, la consommation d'énergie est en hausse sur tout l'horizon considéré, portée par la croissance de la population et du PIB ainsi que par la dynamique de développement de la mobilité électrique. Les actions de maîtrise de la demande en énergie s'avèrent ainsi structurantes pour réduire la croissance de la demande. Parallèlement, le besoin de puissance lors des pointes de consommation connaît une hausse limitée grâce au pilotage partiel de la recharge des véhicules électriques.

Conformément aux cibles visées dans la PPE en vigueur en 2024, les capacités des énergies renouvelables fatales augmentent de manière marquée dans les deux scénarios et la filière de la biomasse solide connaît un développement significatif. Par ailleurs, les moteurs diesel, les TAC de Dégrad des Cannes et de Kourou ainsi que les groupes électrogènes sont considérés comme déclassés lors de la mise en service de la centrale du Larivot (conformément à la PPE révisée en 2021). Quant aux groupes diesel de l'Ouest, ils se verront progressivement substitués, à partir de 2027, par des projets à énergie renouvelable « garantie » pour les besoins de sécurisation de l'agglomération de Saint-Laurent-du-Maroni. Le mix électrique de la Guyane du littoral sera alors 100% renouvelable.

Sur la base de ces hypothèses, et sous réserve de la concrétisation aux échéances considérées de projets de production d'électricité à partir de biomasse solide et des projets concourant à la sécurisation de l'Ouest, ce Bilan Prévisionnel confirme que le critère de défaillance serait respecté sur tout l'horizon étudié.

La montée en puissance des énergies renouvelables non pilotables amplifiera par ailleurs le besoin en flexibilité du système électrique. Celle-ci sera apportée par le parc de production pilotable, les moyens de stockage et le pilotage de la demande. Ainsi, en plus de fournir de

¹ L'analyse du dimensionnement du parc de la Guyane du littoral est réalisée selon une approche stochastique visant le respect du critère de trois heures de défaillance annuelle inscrit dans la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE).

la réserve, des moyens de stockage centralisés multi-services, pilotés par le gestionnaire du système électrique, pourront être utilisés pour du report de charge. La mise en place effective du pilotage de la recharge des véhicules électriques sera quant à elle déterminante pour gérer au mieux la demande au fil de la journée, limiter la puissance de pointe et favoriser l'utilisation de l'énergie solaire lorsqu'elle est abondante.

Afin de garantir le niveau de sûreté nécessaire à la gestion du système électrique, les moyens de production non synchrones devront se conformer pleinement aux prescriptions techniques définies par le gestionnaire de réseau. Compte tenu de l'importance de l'enjeu, ce dernier continuera à renforcer ses moyens de contrôle.

Par ailleurs, pour maximiser l'insertion des EnR, le gestionnaire de réseau devra disposer de moyens dédiés tels que des compensateurs synchrones et des moyens de stockage permettant d'apporter d'importantes capacités d'inertie, de stabiliser la tension et d'assurer une puissance de court-circuit nécessaire au bon fonctionnement du réseau. La spatialisation adéquate de ces éléments sera le gage de leur efficacité et facilitera ainsi la substitution des EnR non-synchrones aux moyens de production synchrone.

Les moyens de stockage participeront quant à eux également à la fourniture de réserves primaire et secondaire pour assurer la tenue et la stabilité en fréquence. A l'horizon 2033, le besoin total en réserve primaire pour la Guyane, qui doit permettre de compenser la perte du plus gros groupe sans recours à du délestage de la consommation, est d'une trentaine de mégawatts. Quant au besoin en réserve secondaire, il pourrait atteindre environ 40 MW aux heures où la production photovoltaïque est la plus élevée (cf. tableau ci-dessous).

	Réserve primaire	Réserve secondaire
Besoin (MW)	30	40

Besoin en réserve à l'horizon 2033

Enfin, le développement du réseau électrique est également primordial pour accompagner la transition énergétique du système. EDF a travaillé avec la Collectivité Territoriale de Guyane et la DGTM à l'aboutissement du Schéma de Raccordement au Réseau des Énergies renouvelables (S2REnR). Les capacités réservées dans le cadre du S2REnR sont aujourd'hui épuisées sur une très large partie ouest du territoire, nécessitant l'engagement de la révision du S2REnR, en cours. Pour autant, la PPE en vigueur prévoit l'ajout de capacités EnR supplémentaires (en sus des projets déjà en file d'attente) sur le réseau de Guyane, ce qui aggravera sensiblement la situation. Les liaisons HTB situées entre Kourou et Cayenne subiront notamment de fortes contraintes lorsque les projets de production en file d'attente auront été raccordés.

Le GRD a réalisé une étude spécifique visant à éclairer les enjeux de développement, de renforcement et de maintien en condition opérationnelle du réseau électrique de la Guyane du littoral à court, moyen et long termes² et en a communiqué les résultats à la CTG et à la CRE. Outre les investissements déjà engagés sur les postes sources ainsi que le projet de doublement de la ligne de l'Ouest visant à sécuriser structurellement l'alimentation de l'agglomération de Saint-Laurent-du Maroni, le renforcement des conducteurs des liaisons HTB reliant le poste de Kourou à la zone de Cayenne paraît la première étape indispensable pour lever la contrainte sur ces liaisons à la cible d'EnR de la PPE. Par ailleurs, l'ensemble des études réalisées préconisent une localisation des nouveaux moyens de production dans la boucle de Cayenne, dans la mesure où elle limite les flux ouest-est, rapproche production et lieu majoritaire de consommation, limite les écrêtements ainsi que les pertes réseau et assure un meilleur maintien de la tension. La zone de Roura apparaît ainsi comme une zone favorable à l'implantation d'EnR supplémentaires car permettant, au plus proche de Cayenne, d'envisager une extension HTB réalisable d'ici 2033. A contrario, toute implantation dans la zone de Petit-Saut impliquerait des travaux d'ampleur, de long terme, complexes et traversant des zones nécessitant des autorisations environnementales significatives.

² « Enjeux de développement, de renforcement et de maintien en condition opérationnelle du réseau électrique de la Guyane du littoral à court, moyen et long terme ».



Sommaire

Le Bilan Prévisionnel éclaire, pour les quinze prochaines années, les besoins d'un système électrique en transition.....	7
1 La part des énergies renouvelables dans le mix électrique guyanais s'élève à 66 % en 2023.....	8
1.1 La demande continue d'augmenter.....	9
1.1.1 La consommation annuelle et la pointe connaissent une tendance à la hausse	9
1.1.2 Une demande plus élevée pendant la saison sèche.....	9
1.1.3 La consommation de la Guyane du littoral est concentrée sur les villes de Kourou et Cayenne.....	11
1.1.4 Les actions de maîtrise de la demande en énergie continuent leur progression	12
1.2 L'année 2023 a connu une forte production hydraulique.....	13
1.2.1 Les moyens de production se concentrent autour de deux pôles principaux, Cayenne et Petit-Saut.....	13
1.2.2 2023 : une année de production hydraulique qui reste élevée (520 GWh).....	14
1.2.3 Energies renouvelables non synchrones (61 GWh).....	14
1.2.4 Autres énergies renouvelables (environ 49 GWh).....	14
1.2.5 Moyens fossiles (321 GWh).....	15
1.2.6 Stockage.....	15
1.2.7 Tableau de synthèse du parc installé au 01/07/2024.....	16
2 Le Bilan Prévisionnel s'appuie sur deux scénarios prospectifs, Azur et Emeraude, afin d'explorer des futurs possibles.....	17
2.1 Des évolutions majeures du système électrique sont attendues à l'horizon 15 ans	17
2.2 Malgré les actions de MDE, la demande croît en raison du dynamisme économique et démographique du territoire ainsi que du développement de la mobilité électrique ...	18
2.2.1 La population est en croissance dans les deux scénarios.....	18
2.2.2 Les actions de maîtrise de la demande en énergie seront structurantes pour le niveau de consommation.....	18
2.2.3 Les deux scénarios font l'hypothèse d'un développement rapide du véhicule électrique dont la recharge partiellement optimisée permet de limiter l'impact à la pointe	19
2.2.4 La consommation d'énergie évolue peu à court-terme, puis est en hausse dans les deux scénarios.....	22
2.3 Dans les deux scénarios, la puissance du parc installé est marquée par une croissance soutenue des énergies renouvelables.....	23
2.3.1 L'évolution de la puissance installée résulte essentiellement de la décroissance du parc actuel et de l'arrivée de nouveaux actifs.....	23

2.3.2	La disponibilité des actifs est déterminée en fonction des technologies.....	25
3	Ce Bilan Prévisionnel confirme que la sécurité d’approvisionnement de la Guyane du littoral est garantie d’ici 2040	26
3.1	Le critère de défaillance est respecté sur tout l’horizon	26
3.2	Le développement des énergies non synchrones nécessitera une adaptation du système pour garantir un bon niveau de sûreté.....	27
3.2.1	L’essor des énergies non synchrones doit s’accompagner du développement de services système complémentaires pour permettre leur insertion.....	27
3.2.2	Les moyens de stockage permettent de fournir de la réserve supplémentaire indispensable à la stabilité du système	29
3.2.3	Les compensateurs synchrones permettent de fournir de l’inertie	30
3.3	Des flexibilités à apporter par la production, le stockage et la demande pour répondre à des besoins amplifiés par la montée en puissance des énergies non pilotables	31
3.3.1	Le profil de demande résiduelle est modifié et le besoin de flexibilité augmente.....	31
3.3.2	Les actifs pilotables apportent de la flexibilité	31
3.3.3	La sollicitation annuelle des biomasses solides peut être significativement différente selon les conditions climatiques et les aléas.....	32
3.3.4	Les actifs de stockage peuvent rendre plusieurs services au système électrique.....	32
3.3.5	Le développement du véhicule électrique nécessite un effort important de pilotage de la recharge.....	33
3.4	L’implantation des moyens de production au plus proche des poches de consommation permet d’optimiser la structure du réseau.....	35



Le Bilan Prévisionnel éclaire, pour les quinze prochaines années, les besoins d'un système électrique en transition

Le présent document constitue le Bilan Prévisionnel de la Guyane du littoral. Conformément à l'article L 141-9 du Code de l'Énergie, il est établi par le gestionnaire de réseau public de distribution d'électricité du territoire dans les zones non interconnectées (ZNI*) au réseau métropolitain continental. Il a pour objet d'identifier les risques de déséquilibre entre la demande en électricité du territoire et l'offre disponible pour la satisfaire. Le Bilan Prévisionnel détermine notamment les besoins en puissance pilotable* permettant de garantir le respect du critère de défaillance*, fixé dans la Programmation pluriannuelle de l'énergie* (PPE) de la Guyane³ à trois heures par an, en moyenne. Il repose sur les informations disponibles début 2024, dont les dernières estimations de l'INSEE. Il intègre également en hypothèses d'entrée les éléments issus du décret n°2017 457 du 30 mars 2017 relatif à la PPE de Guyane tel que modifié par le décret n° 2021-1126 du 27 août 2021 (révision simplifiée), après la décision de la ministre de la Transition énergétique et de la Collectivité Territoriale de Guyane. L'édition 2024 met à jour, sur la période 2024-2040, les analyses présentées dans les éditions précédente.

Une première partie dresse le bilan de l'année écoulée ainsi qu'un état des lieux de l'évolution récente de la consommation et du parc de production.

Une deuxième partie est consacrée aux évolutions prospectives à l'horizon quinze ans du système électrique. Ce dernier connaît depuis quelques années, et va continuer à connaître, des transformations profondes et rapides. Elles concernent :

- la consommation, avec la montée en puissance de la mobilité électrique et le développement de la maîtrise de la demande en énergie (MDE) ;
- la production, avec une forte dynamique de développement des énergies renouvelables ;
- l'adaptation globale du système pour réussir l'insertion des énergies renouvelables non synchrones* (c'est-à-dire interfacées par électronique de puissance) et préparer l'arrivée de nouvelles installations comme le stockage, en assurant la sécurité du système.

La réussite de la transition énergétique est en effet une ambition majeure pour le territoire.

Les analyses du Bilan Prévisionnel se basent sur deux scénarios, Azur et Émeraude. Contrastés, ils permettent d'explorer des futurs possibles afin de disposer d'une large vision des évolutions envisageables du système électrique. Crédibles, les hypothèses considérées sont construites à partir de la réglementation et de l'expertise de sources externes lorsqu'elles sont disponibles ou de l'expertise interne de EDF R&D. La cohérence des hypothèses au sein de chaque scénario est également assurée⁴. Les sous-jacents de ces scénarios sont détaillés dans la seconde partie du document.

Ces hypothèses sont ensuite utilisées pour évaluer les besoins en puissance du système électrique qui sont présentés en troisième partie. Le Bilan prévisionnel souligne également les enjeux liés au système électrique des différents scénarios ainsi que les prérequis à leur réalisation.

Nota Bene : la définition des mots signalés par un astérisque figure dans le glossaire, en fin de document.

³ Décret n° 2017-530 du 12 avril 2017 relatif à la Programmation pluriannuelle de l'énergie de la Guyane.

⁴ Exemple : une très forte ambition en termes de développement des EnR et d'efficacité énergétique est considérée dans le scénario où la transition énergétique présente un rythme très soutenu.

1 La part des énergies renouvelables dans le mix électrique guyanais s'élève à 66 % en 2023

Ce paragraphe fournit des éléments chiffrés sur l'état du système guyanais en 2023. Par ailleurs, au titre de ses obligations de gestionnaire de réseau de distribution d'électricité, EDF a créé en 2017 un portail *Open Data* EDF Guyane (<https://opendata-guyane.edf.fr/>). Les données disponibles se répartissent actuellement selon cinq thématiques, enrichies régulièrement.

Thématique	Contenu
<p>Système électrique et production</p> 	<p>Le mix énergétique par filière de production est publié en temps réel, selon la meilleure estimation basée sur les données disponibles. Des valeurs consolidées sont ensuite mises en ligne dans un délai d'un mois et les valeurs définitives sont publiées une fois par an.</p> <p>Sont également publiées les rubriques suivantes : émissions annuelles directes de CO₂ liées à la production d'électricité, file d'attente producteurs, déconnexion maximale des installations photovoltaïques et registre des installations de production et de stockage.</p>
<p>Infrastructures</p> 	<p>La cartographie des réseaux de haute tension (HTB et HTA aériens) et des réseaux basse tension aériens (BT) est disponible, ainsi que les capacités d'accueil des réseaux et les données relatives aux lignes (longueur) et aux postes (nombre).</p>
<p>Consommation d'électricité</p> 	<p>Des données sont disponibles par secteur géographique et par secteur d'activité. En 2019, la granularité de ces données a pu être affinée, avec notamment un découpage infracommunal en cohérence avec celui de l'INSEE (maille IRIS⁵) publié sur le site du ministère de la Transition écologique. Les effacements de consommation mensuels sont également publiés.</p>
<p>Efficacité énergétique</p> 	<p>Depuis 2018, sont publiées les actions de maîtrise de la demande en énergie effectuées auprès des particuliers et dont le gestionnaire de réseau a connaissance.</p>
<p>Mobilité électrique</p> 	<p>Le site met à disposition un signal afin d'informer sur les moments où la recharge des véhicules électriques aura le moins d'impact, du point de vue du système électrique et du point de vue environnemental.</p>

Tableau 1 : données disponibles sur le portail Open Data d'EDF, gestionnaire de réseau dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental

⁵ <https://www.insee.fr/fr/metadonnees/definition/c1523>

1.1 La demande continue d'augmenter

1.1.1 La consommation annuelle et la pointe connaissent une tendance à la hausse

Les tableaux ci-dessous présentent l'évolution de l'énergie électrique livrée au réseau et de la puissance de pointe, sur un historique de dix ans.

Energie livrée au réseau	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Energie nette (GWh)	863	882	910	923	910	927	932	949	927	952
Croissance (vs. l'année précédente)		2,2%	3,2%	1,4%	-1,4%	1,9%	0,5%	1,8%	-2.3%	2.7%

Puissance de pointe	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Puissance (MW)	128	133	135	145	146	151	148	146	145	144
Croissance (vs. l'année précédente)		3,9%	1,5%	7,4%	0,7%	3,4%	-2,0%	-1,4%	-0.4%	4.9%

Tableau 2 : historique du niveau de demande

La consommation, qui s'est élevée à 952 GWh en 2023, connaît une tendance globale à la hausse sur les dix dernières années. On note ainsi une augmentation de 10% de l'énergie livrée en 9 ans.

La puissance de pointe maximale (en moyenne sur une heure) a quant à elle atteint 144 MW au cours d'une journée du mois d'octobre 2023 et connaît une augmentation de 12% en 9 ans.

L'énergie facturée est répartie selon les différents types de clients de la manière suivante : 61 % au tarif Bleu et Bleu + (petites entreprises et clients domestiques) et 39% au tarif Vert (moyennes et grandes entreprises, industries et collectivités).

Pour la Guyane du littoral, les pertes totales du réseau, c'est-à-dire la différence entre l'énergie livrée au réseau et l'énergie livrée aux clients raccordés, représentent 126 GWh en 2023 (soit 13 % de l'énergie livrée au réseau).

1.1.2 Une demande plus élevée pendant la saison sèche

La demande d'électricité en Guyane varie légèrement en fonction des saisons. La saison des pluies correspond à la période où la consommation est la plus faible, tandis que la saison sèche (de septembre à novembre) voit la consommation augmenter. En effet, plus il fait chaud, plus la consommation d'électricité est élevée (du fait d'une utilisation accrue de la climatisation). D'ailleurs, en 2023 la pointe annuelle a été atteinte au mois d'octobre entre 13h et 15h.

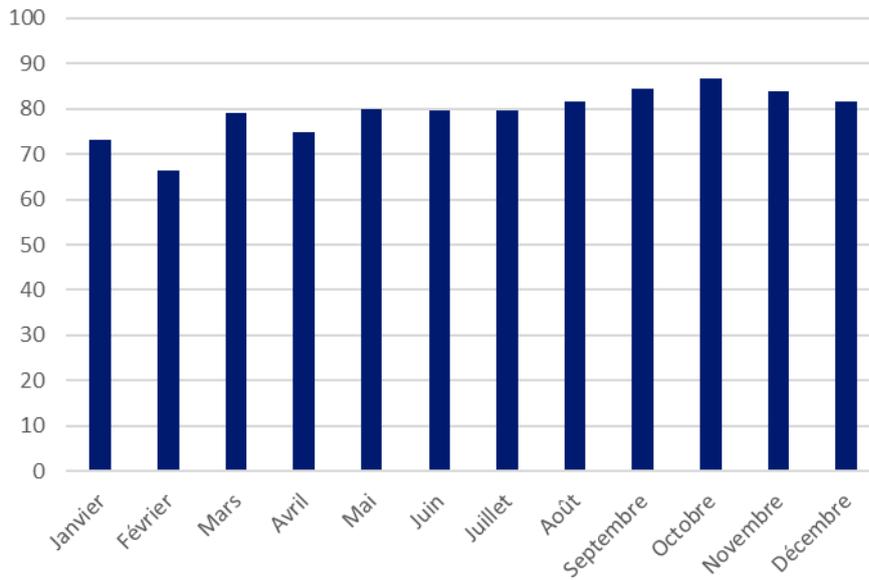


Figure 1 : demande mensuelle en 2023 (en GWh)

La figure suivante présente le profil de la consommation guyanaise sur des journées représentatives. La courbe de charge est caractérisée par un plateau en journée sensible à la température (climatisation tertiaire essentiellement) qui se prolonge en soirée (principalement en lien avec la consommation des clients résidentiels : éclairage et appareils domestiques).

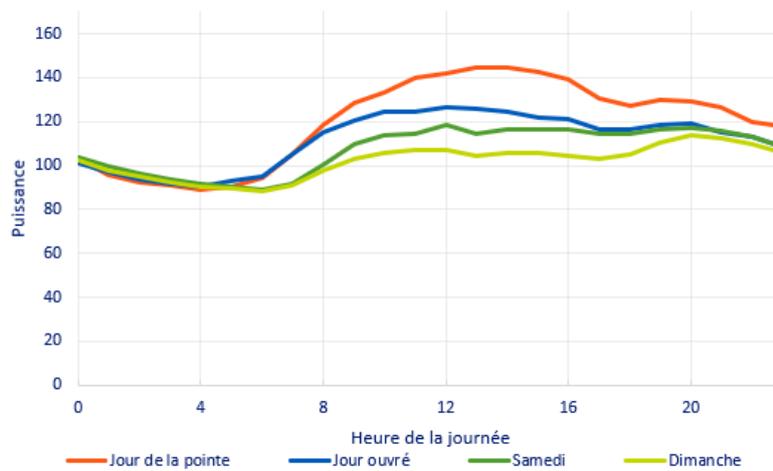


Figure 2 : demande journalière sur des journées type en 2023 (en MW)

Quant à la figure suivante, elle représente le profil de la demande résiduelle*, c'est-à-dire la demande qui doit être satisfaite par le parc de production pilotable*. Sa valeur maximale est atteinte en début de soirée. L'énergie photovoltaïque contribue en effet à réduire le niveau de la demande résiduelle en milieu de journée. La demande résiduelle est influencée à la fois par la demande et par les conditions météorologiques qui impactent la production photovoltaïque.

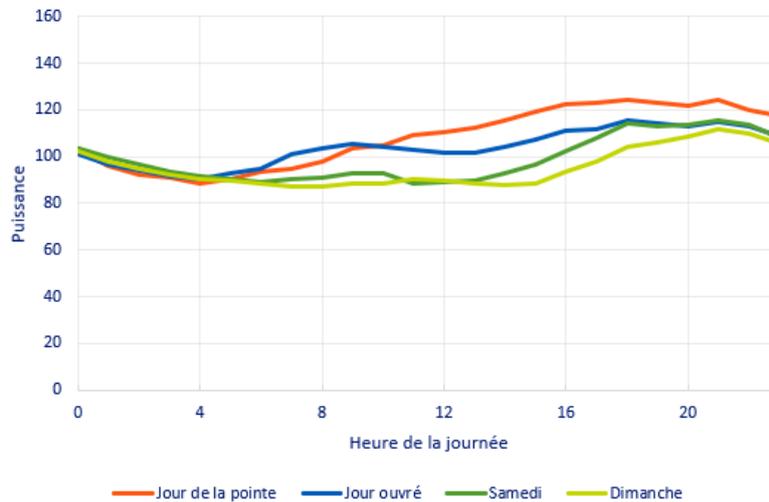


Figure 3 : demande résiduelle sur les mêmes journées de 2023 (en MW)

1.1.3 La consommation de la Guyane du littoral est concentrée sur les villes de Kourou et Cayenne

La figure ci-dessous présente la répartition des foyers de consommation en 2023.

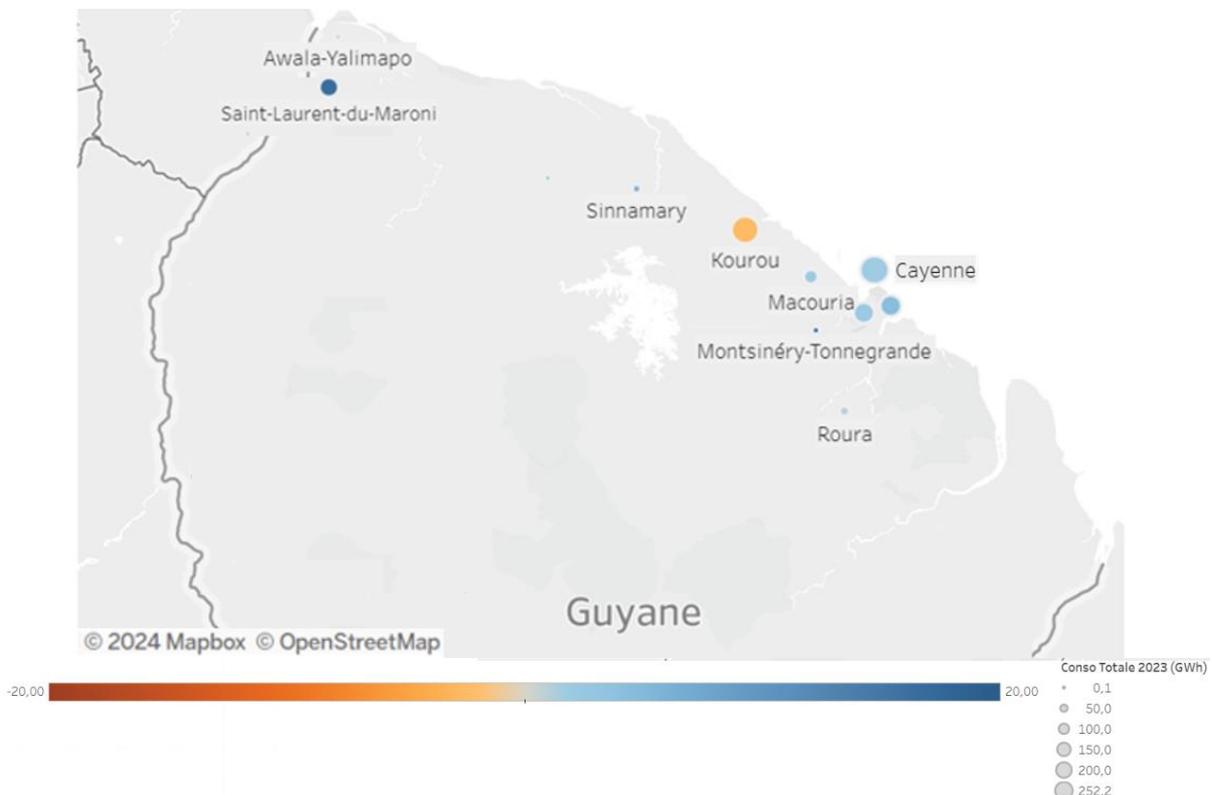


Figure 4 : répartition de la consommation de la Guyane du littoral par commune

1.1.4 Les actions de maîtrise de la demande en énergie continuent leur progression

La dynamique des actions de Maîtrise de la Demande en Energie (MDE) se poursuit en Guyane. Ainsi, sous l'impulsion d'un comité MDE constitué de la Collectivité Territoriale de Guyane, l'ADEME*, la Direction Générale des Territoires et de la Mer (DGTM)* et EDF, le territoire a vu son cadre territorial de compensation pour la période 2019-2023 validé par la délibération n°2019-006 de la Commission de Régulation de l'Energie* (CRE) du 17 janvier 2019. Ce document précise la nature, les caractéristiques et les conditions de compensation (au titre des charges de service public de l'énergie) des petites actions de MDE mises en œuvre en Guyane.

Le cadre comporte des actions standards relativement génériques (comme l'installation de chauffe-eaux solaires, l'isolation des bâtiments ou l'installation de brasseurs d'air) ainsi que des actions non-standards caractérisées par des spécificités dépendant du site d'implantation (comme l'installation d'équipements performants chez un industriel)⁶. Le tableau suivant présente l'effet cumulé de ces actions de MDE dont la mise en œuvre est liée au cadre de compensation sur la période de 2019 à 2023.

Effet des actions liées au cadre de compensation	2019	2020	2021	2022	2023
Energie effacée (GWh)	26	73	105	140	165 ⁷

Tableau 3 : bilan de l'énergie effacée sur la période 2019-2023 en lien avec le cadre de compensation (en GWh cumulés depuis 2019)

Sur les quatre années de la période 2019-2022, la Guyane a ainsi réalisé un effacement de consommation cumulé correspondant à 124% de l'objectif quinquennal 2019-2023. Les délibérations de la CRE dont les références sont indiquées ci-après fournissent des informations complémentaires sur les bilans annuels des cadres de compensation sur la période 2019-2022.

Bilan 2019	Bilan 2020	Bilan 2021	Bilan 2022
DELIBERATION N°2021-110 Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 8 avril 2021 portant décision relative au bilan de l'année 2019 et à la mise à jour du cadre territorial de compensation pour les petites actions de MDE en Guyane	DELIBERATION N°2021-342 Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 18 novembre 2021 portant communication relative au bilan de l'année 2020 des cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Guadeloupe, en Guyane, en Martinique et à La Réunion	DELIBERATION N°2023-59 Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 2 février 2023 portant décision relative au bilan de l'année 2021 et à la mise à jour des cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Corse, en Guadeloupe, en Guyane, en Martinique, à Mayotte et à La Réunion	DELIBERATION N°2023-347 Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 novembre 2023 portant décision relative au bilan de l'année 2022 des cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Corse, en Guadeloupe, en Guyane, en Martinique, à Mayotte, à La Réunion et à Saint-Barthélemy, et à la prolongation de ces cadres en 2024

Tableau 4 : délibérations de la CRE sur les bilans des cadres de compensation de 2019 à 2022

⁶ Dans le cadre d'un partenariat avec l'European Space Agency (ESA), signé en 2023 sur deux, une prestation d'audit énergétique pour détecter les gisements d'économies d'énergie a été contractualisée.

⁷ Valeur pour l'année 2023 en cours de validation par la CRE. De ce fait, les hypothèses de projections présentées en seconde partie du document ne tiennent pas compte de cette valeur, mais se basent sur les valeurs validées par la CRE (c'est-à-dire jusque 2022).

1.2 L'année 2023 a connu une forte production hydraulique

En 2023, la part des énergies renouvelables dans le mix s'est élevée à 66% (en deçà de 2022, néanmoins, qui avait vu une production hydraulique record portant à 73% la part des EnR dans le mix électrique). La figure ci-dessous présente la répartition des productions issues des différentes filières.

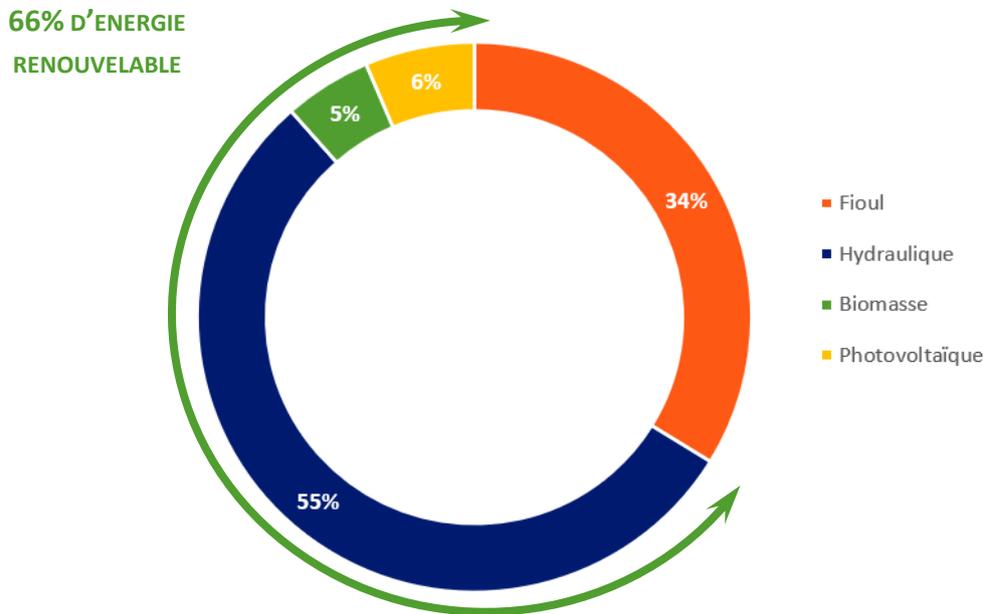


Figure 5 : mix électrique de l'année 2023

1.2.1 Les moyens de production se concentrent autour de deux pôles principaux, Cayenne et Petit-Saut

La figure suivante présente la répartition géographique des différents moyens de production. Deux pôles disposant d'importantes capacités installées ressortent : Cayenne et Petit-Saut.

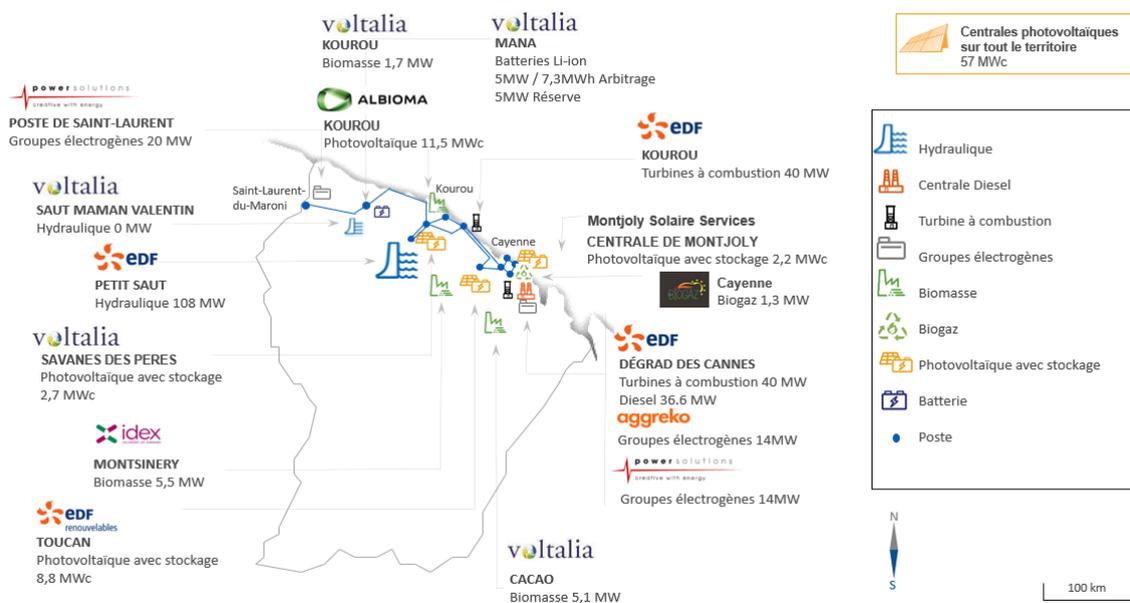


Figure 6 : carte du système électrique de la Guyane du littoral au 31/12/2023 - seules les installations de plus de 1,5 MW sont représentées, hormis pour la filière photovoltaïque (seuil à 2 MW)

1.2.2 2023 : une année de production hydraulique qui reste élevée (520 GWh)

Hydraulique (520 GWh)

La production hydraulique peut fortement varier d'une année à l'autre, en fonction des précipitations (cf. figure suivante). Ainsi, au cours des dix-neuf dernières années, la production annuelle a oscillé entre 353 GWh (2009) et 591 GWh (2022).

Le système électrique guyanais est particulièrement marqué par la prépondérance du barrage EDF de Petit-Saut dans le mix électriqueⁱ. Cette centrale hydraulique avec retenue a été mise en service en 1995. Elle est équipée de quatre groupes d'une puissance unitaire de 28,4 MW. La puissance maximale délivrée est fonction de la hauteur de chute et donc du niveau de remplissage du barrage. Cette puissance maximale est limitée à environ 75 MW à cote basse et atteint 108 MW à cote maximale. En 2023, la centrale de Petit-Saut a produit environ 520 GWh.

La centrale hydraulique au fil de l'eau Saut Maman Valentin (4,5MW) située sur la rivière Mana était quant à elle à l'arrêt en 2023.

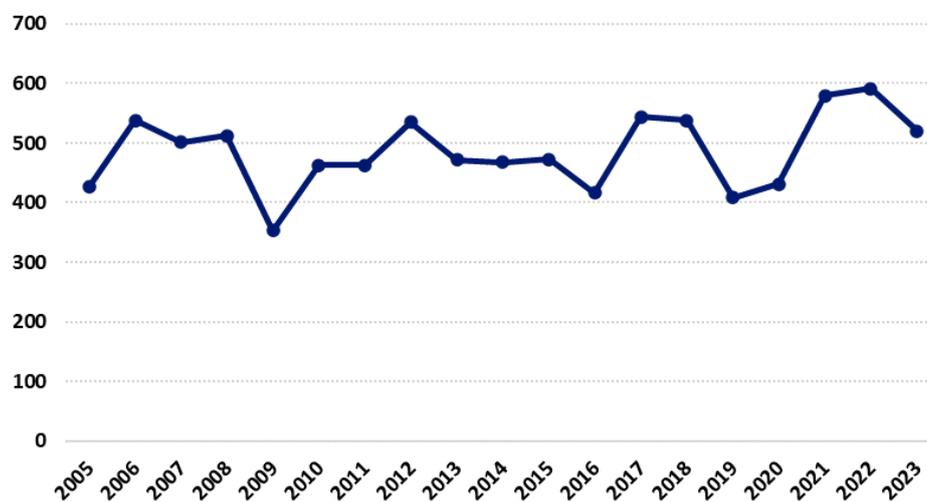


Figure 7 : production hydraulique annuelle (GWh) sur la période 2005-2023

1.2.3 Energies renouvelables non synchrones (61 GWh)

Photovoltaïque avec et sans stockage (61 GWh)

Avec une production de 61 GWh en 2023 et une capacité installée de 57 MW fin 2023, la filière solaire représente la deuxième source d'énergie renouvelable après l'hydraulique. La filière photovoltaïque en Guyane est caractérisée par son caractère diffus, avec une majorité des installations raccordées au réseau de distribution sur des départs comprenant également de la consommation.

1.2.4 Autres énergies renouvelables (environ 49 GWh)

Biomasse (49 GWh)

Une unité de biomasse de 1,7 MW, exploitée par Voltalia, a été mise en service en 2009 à Kourou. La centrale biomasse de Cacao de 5,1 MW, exploitée par Voltalia, a été ajoutée en 2021. La centrale de Montsinery, exploitée par Idex et d'une puissance de 5,5 MW, a quant à elle été mise en service en 2023. Enfin, une centrale biogaz exploitée par Govindin et présentant une puissance de 1,3 MW a été mise en service en 2024.

Avec une production de 49 GWh en 2023, la part de la production biomasse dans le mix électrique est ainsi passée de 1% en 2020 à 5% en 2023.

1.2.5 Moyens fossiles (321 GWh)

Site thermique de Dégrad des Cannes

La centrale de Dégrad des Cannes est une centrale diesel dont la fin de vie était initialement programmée en 2023 (date de mise en service initiale de la nouvelle centrale de Larivot⁸). Elle est équipée de six moteurs diesel⁹ de puissance unitaire maximale de 6,1 MW et prévue pour un fonctionnement en base. Cette centrale a produit 63 GWh en 2023. De plus, EDF exploite deux Turbines à Combustion (TAC) de 20 MW (dont une TAC mobile) sur le site de Dégrad des Cannes¹⁰ et 28 MW de groupes électrogènes ont été mis en service sur ce site (14 MW en 2018 et 14 MW en 2020).

Autres TACs

Outre les deux TACs situées sur le site de Dégrad des Cannes, EDF exploite deux TACs (dont une TAC mobile) sur le site de Kourou¹¹. Les quatre TACs ont produit 149 GWh en 2023.

Autres groupes électrogènes

Outre les TAC mobiles et les groupes électrogènes du site de Dégrad des Cannes, 20 MW de groupes électrogènes ont été mis en service en 2021 sur le site de Margot, à Saint-Laurent-du-Maroni. Ces groupes permettent au gestionnaire de réseau de sécuriser l'alimentation de l'ensemble de l'Ouest guyanais en cas d'indisponibilité fortuite (avarie) ou programmée (opération de maintenance) d'une des liaisons 90 kV en antenne alimentant la zone.

La stratégie et le cadre de traitement de la sécurisation des consommateurs de l'agglomération de la ville de Saint-Laurent-du-Maroni et des villes situées en aval¹² ont été définis en étroite collaboration avec les services de l'Etat, le régulateur (CRE) et la Collectivité, en cohérence avec le texte de la PPE en vigueur. A court et moyen termes, cette sécurisation sera assurée par des projets EnR pilotables et garantis au sens de la PPE révisée. A plus long terme, elle sera assurée par la construction d'une nouvelle ligne HTB assurant la redondance de la liaison existante et répondant aux besoins de développement de l'Ouest guyanais.

1.2.6 Stockage

La mise en service de deux batteries Li-ion de 5 MW chacune sur le site de Mana a permis d'apporter pour l'une un service de report de charge permettant d'optimiser technico-économiquement le mix, et pour l'autre un service de réserve primaire* de puissance (libérant rapidement de la puissance pour compenser la perte d'un moyen de production sur le territoire). En 2023, la libération rapide de puissance a permis, à plusieurs reprises, de réduire ainsi le recours au délestage fréquence-métrique et donc les conséquences négatives sur la clientèle, montrant ainsi toute l'efficacité de tels moyens.

⁸ Suite aux recours devant différentes juridictions, la mise en service de la centrale du Larivot a été décalée pour une échéance visée fin 2026.

⁹ au lieu de 9 moteurs initialement, suite à la mise hors service définitive des groupes 1, 7 et 8.

¹⁰ L'application des normes environnementales limite le fonctionnement des TAC non mobiles à 500 heures par an car elles ne sont pas équipées de procédés de dénitrification des fumées.

¹¹ Idem.

¹² Ces consommateurs sont alimentés par le poste source de Margot situé dans l'Ouest et relié au réseau du littoral par le biais de la liaison 90 kV « Etoile-Organabo-Margot » longue de 160 km.

1.2.7 Tableau de synthèse du parc installé au 01/07/2024

Producteur	Site	Type	Date de mise en service	EnR	Pilotable	Synchrone	Niveau de tension	Puissance raccordée (MW)
EDF SEI	Petit-Saut	Hydraulique	01/1995	✓	✓	✓	HTB	113,6
Voltalia	Saut Maman Valentin ¹³	Hydraulique Fil de l'eau	09/2011	✓	✗	✓	HTA	4,5
EDF SEI	Dégrad des Cannes	Diesel	1982 à 1987	✗	✓	✓	HTB	36,6
EDF SEI	Dégrad des Cannes	TAC	01/1991	✗	✓	✓	HTB	20,0
EDF SEI	Dégrad des Cannes	TAC	2017 (1 ^{ère} mise en service : 2008)	✗	✓	✓	HTB	20,0
EDF SEI	Kourou	TAC	01/1993	✗	✓	✓	HTA	20,0
EDF SEI	Kourou	TAC	01/2014	✗	✓	✓	HTB	20,0
Aggreko	Dégrad des Cannes	Groupe Electrogène	08/2018	✗	✓	✓	HTA	14,0
Power Solutions	Dégrad des Cannes	Groupe Electrogène	06/2020	✗	✓	✓	HTA	14,0
Power Solutions	Saint-Laurent-du-Maroni	Groupe Electrogène	12/2020	✗	✓	✓	HTA	20,0
Voltalia	Kourou	Biomasse	01/2010	✓	✗	✓	HTA	1,7
Voltalia	Cacao	Biomasse	04/2021	✓	✓	✓	HTA	5,1
I dex	Montsinery	Biomasse	11/2023	✓	✓	✓	HTA	5,5
Govindin	Décharge Maringouins	Biogaz	03/2024	✓	✓	✓	HTA	1,3
Multiples	Multiples	Photovoltaïque	Multiples	✓	✗	✗	HTA/BT	38
Multiples	Multiples	Photovoltaïque avec stockage	Multiples	✓	✗	✗	HTA	19,5
Voltalia	Système 1	Batterie Arbitrage	12/2020	s.o.	✓	✗	HTA	5,0
Voltalia	Système 2	Batterie Réserve	12/2020	s.o.	✗	✗	HTA	5,0

¹³ Centrale actuellement hors service.

2 Le Bilan Prévisionnel s'appuie sur deux scénarios prospectifs, Azur et Emeraude, afin d'explorer des futurs possibles

2.1 Des évolutions majeures du système électrique sont attendues à l'horizon 15 ans

Le système électrique vit une période charnière durant laquelle il va connaître des modifications profondes. Ces évolutions, ainsi que d'éventuelles ruptures, ne peuvent pas être anticipées avec certitude. Ainsi, les analyses du Bilan Prévisionnel, qui n'ont pas vocation à prévoir le futur mais plutôt à explorer des futurs possibles, se basent sur deux scénarios Azur et Emeraude. Ceux-ci reposent sur des corps d'hypothèses contrastés, crédibles et cohérents, dont les principales caractéristiques sont présentées dans le tableau ci-dessous.

	Parc de production	MDE	Mobilité électrique	Population	Macro-économie
Azur	Parc connu et développement important des EnR	Poursuite ambitieuse des actions du cadre de compensation	Fin de vente des véhicules thermiques légers en 2040 et 40 % de recharge pilotée	Scénario INSEE haut	Scénario PIB/habitant haut
Emeraude	Parc connu et développement très conséquent des EnR	Poursuite très ambitieuse des actions du cadre de compensation	Fin de vente des véhicules thermiques légers en 2035 et 80 % de recharge pilotée	Scénario INSEE central	Scénario PIB/habitant bas

Tableau 5 : principales caractéristiques des deux scénarios étudiés dans le Bilan Prévisionnel

Le scénario Azur repose sur l'hypothèse d'une transition énergétique mise en œuvre à un rythme soutenu, associée à une trajectoire de population basée sur le scénario haut de l'INSEE couplée à un scénario haut d'évolution du PIB/habitant. Dans cette trajectoire, le développement des énergies renouvelables est important, les efforts de MDE sont significatifs dans la durée et l'électrification de l'usage transport est en hausse par rapport à aujourd'hui avec un degré médian de pilotage de la recharge.

Le scénario Emeraude envisage quant à lui une transition énergétique à un rythme encore plus soutenu, associée à une trajectoire de population basée sur le scénario central de l'INSEE couplée à un scénario bas d'évolution du PIB/habitant. Cette transition est caractérisée par un développement très important des énergies renouvelables, des efforts de MDE très significatifs dans la durée et enfin une forte électrification de l'usage transport avec un bon degré de pilotage de la charge de ces véhicules.

2.2 Malgré les actions de MDE, la demande croît en raison du dynamisme économique et démographique du territoire ainsi que du développement de la mobilité électrique

La construction des trajectoires de consommationⁱⁱ, qui tient compte des dernières données historiques et des projections de l'INSEE les plus récentes, repose sur les hypothèses suivantes :

- la démographie,
- l'activité économique du territoire,
- des actions de maîtrise de la demande en énergie (MDE) et
- le transfert d'usage entre l'électricité et d'autres sources d'énergie (ex. : développement de la mobilité électrique).

2.2.1 La population est en croissance dans les deux scénarios

Les projections démographiques sont réalisées en se basant sur la population 2023 et en y appliquant les taux de croissance prévus par l'INSEE (mis à jour fin 2022 dans le modèle Omphale) : scénario haut pour Azur et scénario central pour Emeraude. Les trajectoires présentées ci-après portent uniquement sur la Guyane du littoral. Comme l'illustre le tableau ci-dessous, la population est en hausse dans les deux scénarios. Cette tendance est similaire à celle du Bilan Prévisionnel 2022, même si les trajectoires de population de l'INSEE ont été revues à la baisse.

Milliers d'habitants	2023	2029	2033	2040
Azur	260	290	312	345
Emeraude	260	285	302	329

Tableau 6 : hypothèses de population sur le littoral

Les hypothèses d'évolution du PIB sont présentées dans le tableau ci-dessous. Elles sont la résultante des hypothèses de population et de PIB/habitant. La répartition de la valeur ajoutée entre les différents secteurs d'activité, qui varie peu sur l'historique, a été considérée inchangée sur l'horizon de l'étude.

PIB (Md€ ₂₀₁₀)	2023	2029	2033	2040
Azur	4,2	4,9	5,5	6,5
Emeraude	4,2	4,7	5,1	5,7

Tableau 7 : hypothèses d'évolution du PIB sur le littoral

2.2.2 Les actions de maîtrise de la demande en énergie seront structurantes pour le niveau de consommation

Dans la délibération n°2023-347 du 30 novembre 2023 « portant décision relative au bilan de l'année 2022 des cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Corse, en Guadeloupe, en Guyane, en Martinique, à Mayotte, à La Réunion et à Saint-Barthélemy, et à la prolongation de ces cadres en 2024 », la CRE confirme la poursuite du cadre de compensation sur 2024. Ainsi, « La CRE prolonge les sept cadres territoriaux de compensation d'une année supplémentaire, jusqu'au 31 décembre 2024. Les niveaux de primes et les objectifs de placement retenus pour l'année 2024 pour l'ensemble des actions sont identiques à ceux de l'année 2023. »

Au-delà de 2028, il n'existe à ce jour pas de décision concernant un nouveau cadre de compensation. Quant aux cibles du cadre de compensation de la période 2025-2028, elles ne sont pas encore fixées. En effet, les Comités MDE doivent saisir la CRE concernant leur

cadre de compensation 2025-2028, pour une délibération de la CRE attendue avant le 31/12/24. Ainsi, les économies à partir de 2025 sont extrapolées à 2040 en considérant une durée de vie pour chaque action et une érosion du gisement d'actions disponibles, avec des volumes de MDE plus importants dans Emeraude que dans Azur. Les hypothèses retenues en termes de volumes d'économies d'énergie (sur lesquelles sont basées les conclusions présentées en partie 3) sont présentées dans la figure ci-dessous.

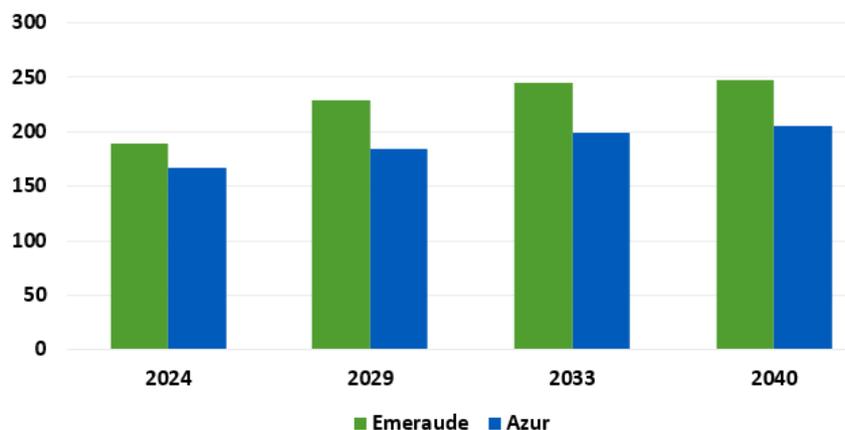


Figure 8 : hypothèses d'économies d'énergie cumulées depuis 2019 issues des actions liées aux cadres de compensation en Guyane (GWh)

2.2.3 Les deux scénarios font l'hypothèse d'un développement rapide du véhicule électrique dont la recharge partiellement optimisée permet de limiter l'impact à la pointe

La dynamique de développement de la mobilité électrique se confirme

Le parc de véhicules électriques poursuit sa croissance en Guyane avec près de 1 100 véhicules légers¹⁴ 100% électriques ou hybrides rechargeables en circulation à fin 2023, soit une électrification du parc d'environ 1%.

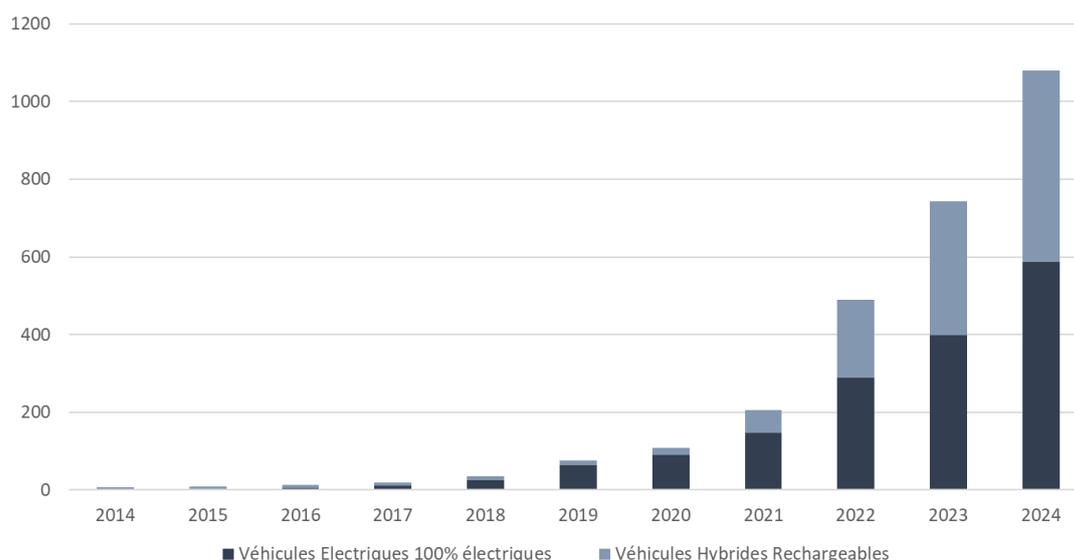


Figure 9 : évolution du parc de véhicules légers 100% électriques et hybrides rechargeables (au 1^{er} janvier) en Guyane

¹⁴ La catégorie des véhicules légers regroupe les véhicules particuliers et les véhicules utilitaires.

Le développement du véhicule électrique constitue un atout pour atteindre les objectifs de transition énergétique de la PPE. Il permet ainsi, dès aujourd'hui¹⁵, des gains en termes d'émissions de CO₂ par rapport à un véhicule thermique équivalent. Ces gains seront renforcés avec la décarbonation croissante du mix électrique dans les années à venir.

Un pilotage indispensable pour maîtriser l'impact de la mobilité sur le système électrique

Certaines contraintes spécifiques au contexte des ZNI posent un défi quant à l'intégration de la mobilité électrique. En effet, les véhicules électriques peuvent solliciter des niveaux de puissance importants et accentuer les pointes de consommation, notamment le soir. Un développement massif du véhicule électrique dont la recharge ne serait pas maîtrisée pourrait ainsi représenter un coût élevé pour la collectivité, tout en faisant peser des contraintes techniques importantes sur le système électrique. Le pilotage de la recharge est donc un levier essentiel pour limiter l'impact du développement de cette mobilité sur le système électrique. Pour cela, il est indispensable de privilégier les heures où la production d'origine solaire est importante et de limiter les appels de puissance sur le réseau pendant les périodes plus contraintes (comme la pointe du soir où les marges sont moins importantes et la production davantage carbonée)¹⁶.

Un fort développement des véhicules électriques légers dans Azur et Emeraude

Dans les scénarios Azur et Emeraude, deux hypothèses de développement du véhicule électrique léger sont explorées. Le scénario Emeraude intègre la fin de vente des véhicules thermiques en 2035 (conformément au texte adopté par le Parlement européen et le Conseil de l'Union européenne en octobre 2022¹⁷). Cette hypothèse conduit à une part électrifiée du parc des véhicules légers de 71% en 2040. Le scénario Azur intègre quant à lui la fin de vente des véhicules thermiques en 2040, soit un retard de 5 ans par rapport à l'objectif européen. Cette hypothèse conduit à une part électrifiée du parc des véhicules légers de 58% en 2040.

Les hypothèses de consommation annuelle des véhicules électriques légers sont présentées dans le tableau ci-dessous. Elles prennent en compte l'hypothèse que les véhicules électriques légers rattrapent progressivement les véhicules thermiques en ce qui concerne la distance moyenne parcourue par an (environ 13 700 km en moyenne ces dernières années¹⁸). La consommation annuelle des véhicules électriques légers en 2040 représente environ 9% de la consommation totale dans le scénario Azur et 13% dans le scénario Emeraude.

		2023	2029	2033	2040
Azur	Parc VE et VHR (en milliers) ¹⁹	0.7	5	15	52
	% parc total	1%	7%	19%	58%
	% ventes annuelles	3%	21%	49%	100%
	Consommation annuelle (GWh/an)	2	11	35	128
Emeraude	Parc VE et VHR (en milliers)	0.7	8	27	70
	% parc total	1%	11%	30%	71%
	% ventes annuelles	3%	42%	80%	100%
	Consommation annuelle (GWh/an)	2	22	65	179

Tableau 8 : hypothèses de développement du véhicule électrique léger en Guyane

¹⁵ En analyse de cycle de vie complète (comprenant notamment la fabrication et le recyclage des batteries).

¹⁶ Ces préconisations sont prises en compte dans les deux scénarios Azur et Emeraude.

¹⁷ Les considérants du texte adopté abordent l'éventualité d'une discussion ultérieure sur l'utilisation de technologies alternatives comme les carburants synthétiques (e-carburants).

¹⁸ <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/donnees-sur-le-parc-automobile-francais-au-1er-janvier-2023>

¹⁹ Véhicule Hybride Rechargeable.

Dans les scénarios étudiés, la notion de pilotage recouvre la mise en place de dispositifs sur les bornes pour optimiser la recharge en fonction du signal réseau fourni par EDF ou de plages tarifaires heures pleines / heures creuses (avec des plages d'heures creuses placées en journée pour coïncider avec la production PV). Les hypothèses de taux de pilotage retenues dans les scénarios Azur et Emeraude sont respectivement de 40 % et de 80 % et aboutissent aux courbes de charges ci-dessous pour un jour ouvré à horizon 2033.

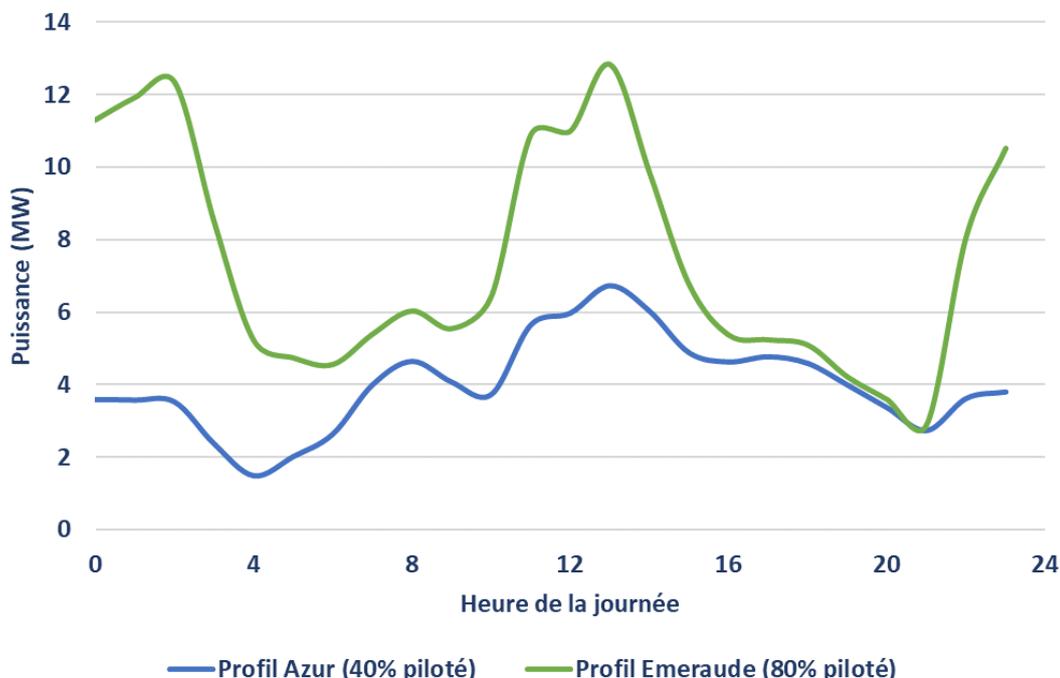


Figure 10 : hypothèses de profils de consommation des véhicules électriques légers pour un jour ouvré en 2033 en Guyane

Ainsi, dans le scénario Emeraude, malgré une consommation annuelle liée aux véhicules électriques légers plus importante, l'appel de puissance à la pointe du soir est du même ordre de grandeur que dans le scénario Azur. Ce profil Emeraude fait apparaître deux pointes de charge : lors des heures méridiennes (où la production photovoltaïque est importante) et au milieu de la nuit (où la consommation liée aux autres usages est moindre).

Une électrification de la mobilité lourde

La loi Climat et Résilience de 2021 vise la fin de la commercialisation en 2040 des bus et poids lourds neufs utilisant majoritairement des énergies fossiles²⁰ et le Parlement européen a adopté en avril 2024 un nouveau règlement visant à réduire les émissions de CO₂ des nouveaux poids lourds et bus de 65% pour la période 2035-2038 et de 90% à partir de 2040, comparé aux niveaux de 2019.

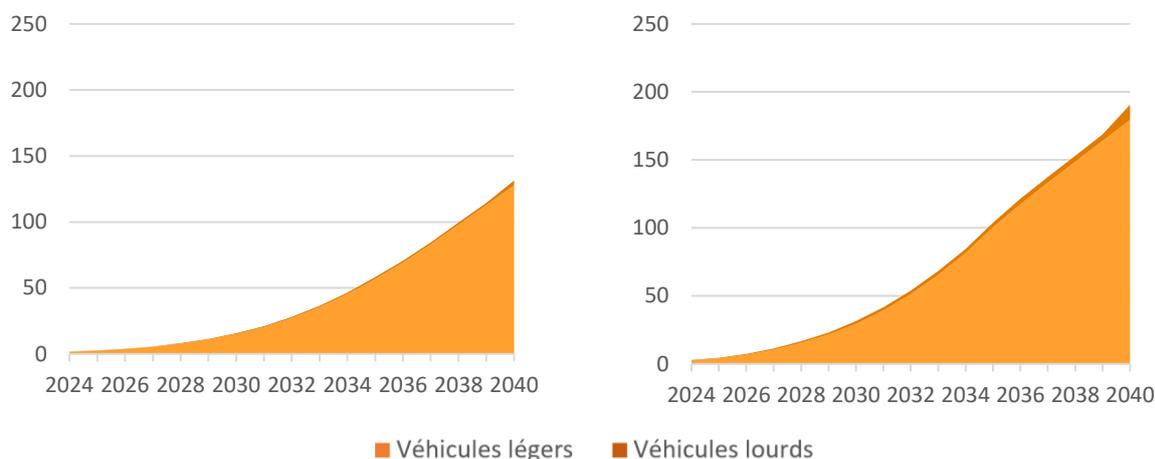
Dans les deux scénarios, il est donc considéré une électrification progressive des bus, des autocars et des poids lourds pour atteindre les niveaux indiqués dans le tableau ci-dessous.

	Bus et autocars	Poids lourds
Azur	10%	3%
Emeraude	24%	15%

Tableau 9 : taux d'électrification considérés en 2035 pour la mobilité lourde

²⁰ <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000043956924>

La figure suivante présente les trajectoires de consommations liées à la mobilité électrique en fonction du scénario considéré et montre que la consommation liée à la mobilité lourde est marginale comparée à celles liées aux véhicules électriques légers.



2.2.4 La consommation d'énergie évolue peu à court-terme, puis est en hausse dans les deux scénarios

Les courbes de charge des années 2019 et 2021 sont utilisées pour mettre en place le profil de consommation au sein d'une année²¹. La consommation guyanaise comporte une certaine dépendance à la température : toutes choses égales par ailleurs, la consommation est d'environ 4 MW plus importante lorsqu'il fait un degré Celsius de plus (notamment du fait de la consommation supplémentaire des climatisations). Cet effet est modélisé en prenant en compte l'historique des températures sur la période 2014-2022.

Le tableau ci-dessous synthétise les valeurs de l'énergie et de la pointe moyenne de ces profils sur l'horizon d'étude. Ce Bilan Prévisionnel confirme la dynamique présentée dans le Bilan Prévisionnel 2022. Les valeurs projetées sont toutefois en deçà de celles présentées en 2022, en raison notamment d'une révision à la baisse de l'historique de PIB/habitant menant à un point de départ moins élevé qu'anticipé et à une révision de la projection INSEE de population qui modifie à la baisse la trajectoire de population dans le scénario Azur.

Azur	2024	2029	2033	2040
Energie moyenne (GWh)	963	1 037	1 142	1 450
Pointe (moy. sur 1h) (MW)	152	164	181	232

Emeraude	2024	2029	2033	2040
Energie moyenne (GWh)	931	960	1 057	1 334
Pointe (moy. sur 1h) (MW)	147	152	168	217

Tableau 10 : trajectoires de consommation²²

²¹ L'année 2020 n'a pas été retenue en raison de sa spécificité liée au contexte sanitaire.

²² Les volumes indiqués correspondent à une consommation (pertes incluses) sur 365 jours. Ainsi, pour les années bissextiles il convient de rajouter la consommation du 29 février.

2.3 Dans les deux scénarios, la puissance du parc installé est marquée par une croissance soutenue des énergies renouvelables

2.3.1 L'évolution de la puissance installée résulte essentiellement de la décroissance du parc actuel et de l'arrivée de nouveaux actifs

Partant du parc actuel tel que défini dans la partie 1, des trajectoires d'évolution de la puissance installée ont été déterminées. Dans les deux scénarios, l'hypothèse de décroissance du parc actuel est identique et repose sur des données contractuelles : une centrale est considérée déclassée lorsque le contrat d'achat entre le porteur de projet et l'acheteur obligé (EDF SEI) arrive à échéance. Dans le cas particulier des installations historiques d'EDF SEI, la date de déclassement correspond à la fin de vie estimée des matériels. L'objectif de cette démarche est de faire apparaître les besoins de puissance qui pourraient émerger sur l'horizon de l'étude, sans influencer a priori les moyens à mettre en œuvre pour couvrir ces besoins.

Des hypothèses différenciées de développement des énergies renouvelables ont été établies pour les scénarios Azur et Emeraude, en s'appuyant sur les projets en cours de développement pour l'horizon court terme et en extrapolant les dynamiques pour l'horizon plus long terme, tout en tenant compte du contenu de la PPE actuellement en vigueur. Cette dynamique est plus forte dans le scénario Emeraude.

Enfin, pour les moyens de stockage centralisés, seuls ont été considérés à date les projets lauréats du premier guichet CRE (afin de faire apparaître le besoin de puissance du système électrique).

Le tableau suivant donne une vision synthétique des trajectoires de parc considérées en hypothèses. Il est complété par des éléments plus détaillés sur chaque filière dans la suite du paragraphe.

Puissance (MW)		2024	2029	2033	2040
Azur	Thermique fossile	149	0	0	0
	Hydraulique	108	112	108	108
	Biomasse solide et CSR ²³	12	26	37	37
	Biomasse liquide	0	111	111	111
	Biogaz	1	1	1	1
	EnR non synchrones	57	115	118	136
	Puissance garantie de l'Ouest ²⁴	0	20	30	30
	Puissance garantie de l'Est	0	20	20	20
	Stockage ²⁵	5	5	0	0
Emeraude	Thermique fossile	149	0	0	0
	Hydraulique	108	112	108	108
	Biomasse solide et CSR	12	26	37	37
	Biomasse liquide	0	111	111	111
	Biogaz	1	1	1	1
	EnR non synchrones	57	122	130	165
	Puissance garantie de l'Ouest	0	20	30	30
	Puissance garantie de l'Est	0	20	20	20
	Stockage ²⁶	5	5	0	0

Tableau 11 : puissances installées au 1^{er} janvier dans les scénarios Azur et Emeraude²⁷

Thermique fossile

Concernant les moyens de production thermique fossile installés sur le territoire en 2024, les centrales TAC et diesel de Dégrad des Cannes ainsi que les groupes électrogènes de Dégrad des Cannes et les TAC de Kourou sont considérés comme pleinement déclassés à la date à laquelle une centrale de 111 MW fonctionnant au bioliquide entrera en service sur le site du Larivot (31/12/26).

Par ailleurs, les groupes électrogènes de Saint-Laurent-du-Maroni seront remplacés progressivement, à partir de 2027, par des moyens de production EnR permettant d'atteindre les 20 MW de puissance garantie fixés par la PPE. L'arrêt définitif des groupes électrogènes est conditionné par la mise en service de ces nouveaux moyens de production raccordés au poste source de Saint-Laurent-du-Maroni.

Hydraulique

Les capacités hydrauliques sont constituées de la centrale existante de Petit-Saut pour 108 MW. Il est fait l'hypothèse d'une remise en service de la centrale hydraulique de Saut Maman Valentin (4,5 MW) en 2028.

Biomasse liquide

Les deux scénarios intègrent l'hypothèse d'une mise en service d'une centrale de 111 MW sur le site du Larivot effective au 31/12/2026.

Biomasse solide et biogaz

En complément des centrales actuelles, les deux scénarios considèrent un développement de 25 MW d'installations biomasse solide d'ici 2040.

²³ Combustible Solide de Récupération.

²⁴ D'après la PPE : « Les moyens de base devront être renforcés de +10 MW en 2030 pour répondre aux besoins de développement notamment portés par la commune de Saint-Laurent-du-Maroni. »

²⁵ Il s'agit de capacité en injection.

²⁶ Idem.

²⁷ Il peut exister de légers écarts entre les puissances installées présentées en partie 1 et les puissances considérées dans ce tableau (pour des raisons de convention).

Energies renouvelables non synchrones

Les énergies renouvelables non synchrones connaissent une forte hausse liée au développement du PV tout au long de l'horizon, accompagné par l'accroissement des capacités éoliennes en fin de période. Ces trajectoires incluent le développement d'installations PV avec et sans stockage ainsi que le déploiement d'installations en autoconsommation (modélisées comme du photovoltaïque simple). En 2040, il est considéré que les capacités solaires (avec ou sans stockage) atteignent ainsi environ 130 MW dans les scénarios Azur et Emeraude. A cet horizon, les capacités éoliennes atteignent quant à elles 10 MW dans le scénario Azur et 36 MW dans le scénario Emeraude.

Pour respecter les trajectoires de capacités considérées en hypothèses, de nouvelles capacités seront nécessaires pour compenser le déclassement des anciennes.

Autres énergies renouvelables

Outre les capacités d'énergies renouvelables citées précédemment, il est considéré le développement de 40 MW de puissance garantie et pilotable tel que dicté par le décret n° 2021-1126 du 27 août 2021 (révision simplifiée de la PPE) et intégrant les 20 MW de puissance garantie raccordée au poste de Margot visant à sécuriser la consommation alimentée par ce dernier. Conformément à la PPE, il est considéré que ces moyens seront renforcés de +10 MW en 2030 pour répondre aux besoins de développement notamment portés par la commune de Saint-Laurent-du-Maroni.

Stockage

Aucune nouvelle capacité de stockage n'est prise en compte.

2.3.2 La disponibilité des actifs est déterminée en fonction des technologies

Le fonctionnement et le mode de gestion des installations de production diffèrent selon qu'elles sont pilotables ou non pilotables. Par ailleurs, la disponibilité de ces installations est prise en compte afin d'estimer la puissance disponible à chaque heure de l'année.

En complément de leur puissance maximale, les installations pilotables sont ainsi caractérisées par leurs coefficients d'indisponibilité programmée et fortuite*. Le coefficient de disponibilité* considéré reflète la disponibilité contractuelle. Les indisponibilités fortuites sont tirées aléatoirement et peuvent survenir à n'importe quelle période de l'année. A l'inverse, les indisponibilités programmées sont positionnées dans l'année de manière à minimiser les risques de défaillance.

Afin de rendre compte de la variabilité de leur production, les installations non pilotables sont quant à elles représentées par des profils de production horaires. Pour chaque filière, les profils de production utilisés s'appuient sur plusieurs chroniques et présentent les coefficients de production moyens suivants :

Installation	Facteur de charge* moyen
PV	13,0%
PV+Stockage Appel d'Offre 2011	11,0%
PV+Stockage Appels d'Offre ultérieurs	12,3%
Eolien	10,3%
Micro hydraulique	52,0%

Tableau 12 : caractéristiques des productions non pilotables utilisées dans la modélisation

3 Ce Bilan Prévisionnel confirme que la sécurité d’approvisionnement de la Guyane du littoral est garantie d’ici 2040

Sur la base des hypothèses explicitées précédemment, aucun besoin de puissance pilotable n’apparaît d’ici 2040. Pour autant, le développement des énergies non synchrones nécessitera une adaptation du système pour garantir un bon niveau de sûreté*. Des flexibilités devront par ailleurs être apportées par la production, le stockage et la demande pour répondre à des besoins amplifiés par la montée en puissance des énergies non pilotables.

3.1 Le critère de défaillance est respecté sur tout l’horizon

Le tableau suivant illustre le respect du critère de défaillanceⁱⁱⁱ sur l’ensemble de l’horizon, sans besoin du système en puissance pilotable complémentaire^{iv}.

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2033	2040
Azur	0	0	0	0	0	0	0	0
Emeraude	0	0	0	0	0	0	0	0

Tableau 13 : besoin cumulé de puissance pilotable complémentaire, année par année (MW)

Jusqu’en 2026, les besoins sont couverts par la puissance pilotable actuellement installée. La mise en service de la centrale du Larivot au 31/12/2026, ainsi que le développement de la filière biomasse solide, permettent de compenser les déclassements progressifs des installations thermiques situées sur les sites de Dégrad des Cannes et de Kourou. Quant aux groupes électrogènes de secours raccordés actuellement au poste source de Margot et alimentant l’agglomération de Saint-Laurent-du-Maroni, ils se verront progressivement substitués, à partir de l’horizon 2027, par l’installation de 20 MW de moyens de production EnR garantie pour les besoins de sécurisation de la zone.

Ce sont les efforts importants de maîtrise de la demande en énergie associés à des développements ambitieux (et bien spatialisés) de la biomasse, du PV et de l’éolien en fin de période, qui permettront d’accroître la part des énergies renouvelables dans le mix électrique. Dès la mise en service de la centrale du Larivot, qui fonctionnera à la biomasse liquide, et la substitution des groupes fioul de l’Ouest par des moyens décarbonés, le mix électrique de la Guyane du littoral sera à 100% basé sur des énergies renouvelables.

3.2 Le développement des énergies non synchrones nécessitera une adaptation du système pour garantir un bon niveau de sûreté

3.2.1 L'essor des énergies non synchrones doit s'accompagner du développement de services système complémentaires pour permettre leur insertion

Afin de garantir la sûreté du système, il est nécessaire de disposer de niveaux suffisants d'inertie* et de réserve²⁸, ce qui conduit parfois à limiter la production des énergies non synchrones pour laisser place aux moyens apportant ces services.

La figure suivante présente les parts des énergies synchrones et non synchrones dans les scénarios Azur et Emeraude en 2033. A cet horizon, les énergies non synchrones, correspondant à la filière solaire, permettraient de satisfaire entre 24% et 37% de la consommation annuelle pour le scénario Azur et entre 23% et 41%²⁹ pour le scénario Emeraude, selon que des services systèmes complémentaires sont mis en place ou non et selon la tenue complète ou partielle aux creux de tension* des EnR installées.

En effet, l'accroissement de la contribution à l'équilibre offre-demande des énergies non synchrones sera d'autant plus grand que le système disposera d'un niveau suffisant d'inertie et de réserve et que la fiabilité des installations lors de creux de tension sera garantie.

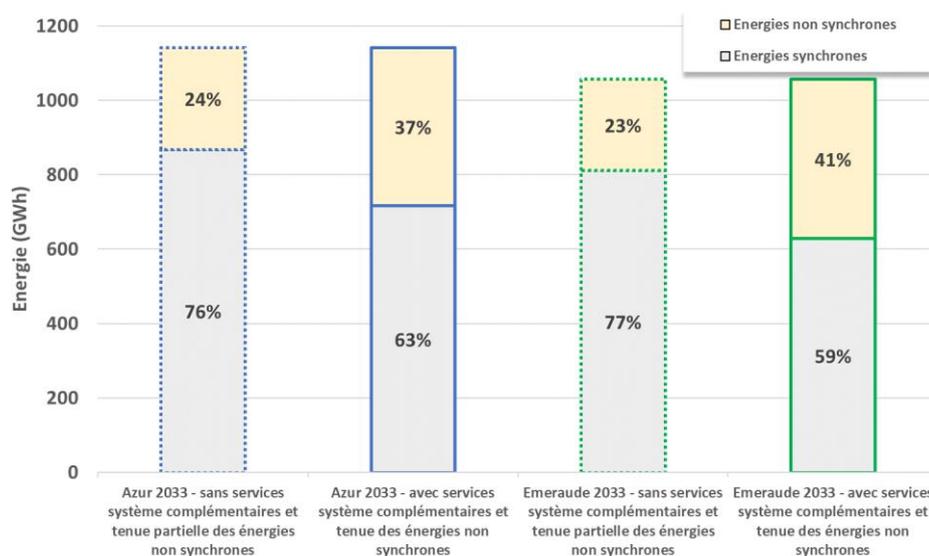


Figure 12 : répartition de la production entre moyens de production synchrones et non synchrones en 2033³⁰

Le profil de production des énergies non synchrones étant très variable selon les heures de la journée et les jours de l'année, atteindre ces niveaux suppose d'accepter des taux de pénétration instantanés très significatifs (cf. figure ci-dessous). Ainsi, alors qu'en 2023 la part des énergies non synchrones dans la production totale ne dépassait pas 30%, cette part dépasse 50% plus de 2000 heures dans l'année dans les deux scénarios en 2033. Des études devront confirmer la faisabilité technique de l'atteinte de tels taux instantanés.

²⁸ Cf. approfondissements ci-après.

²⁹ contre 7% en 2023.

³⁰ Des moyens dédiés à la fourniture de service systèmes sont considérés dans le cas « avec services système complémentaires ».

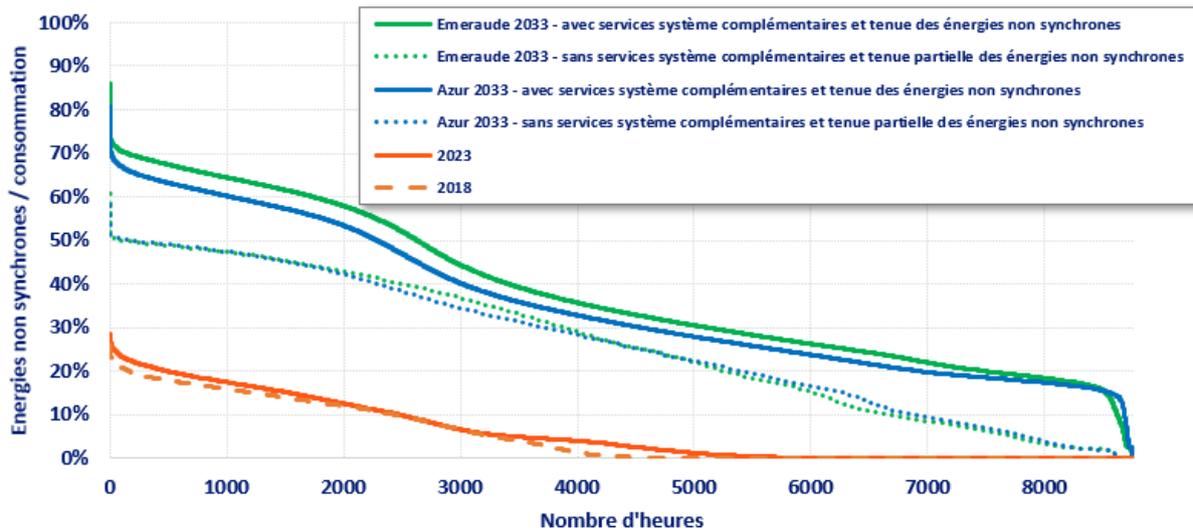


Figure 13 : monotones* des taux horaires d'énergies non synchrones, exprimés en pourcentages de la production

Sur la base des hypothèses de développement de moyens EnR non synchrones incluses dans la PPE, la mise en place de certaines solutions est indispensable pour utiliser pleinement ces capacités tout en garantissant un bon niveau de sûreté du système. Ces installations non synchrones devront absolument respecter les performances contractualisées et attendues s'agissant de tenue aux creux de tension³¹. Par ailleurs, le respect des besoins, en inertie et en réserve, nécessitera la mise en place de leviers qui permettent de faire face aux incidents dimensionnants ainsi qu'à la variabilité infra-horaire des EnR non synchrones comme le développement de moyens de stockage pour fournir de la réserve et l'installation de compensateurs synchrones³² pour apporter de l'inertie.

Au-delà des besoins en réserves primaire* et secondaire* ainsi qu'en inertie, il est également nécessaire de disposer de moyens de réglage de tension pour assurer la stabilité du réseau et le maintien des grandeurs caractéristiques du système (fréquence, tension et intensité) dans des plages de fonctionnement normatives. Une puissance de court-circuit minimale est également nécessaire en tous points du réseau pour le bon fonctionnement des plans de protection assurant la sécurité des personnes et des biens. Bien positionnés sur le réseau, des moyens de stockage comme des batteries pourraient participer à la fourniture de ces services en complément des autres services évoqués dans la section suivante. Ces moyens de stockage seraient donc envisagés comme des actifs multi-services.

Le gestionnaire de réseau de distribution devra ainsi :

- contrôler les performances contractualisées des installations d'énergies non synchrones,
- investir dans des capacités de compensateurs synchrones,
- participer aux spécifications attendues lors des guichets relatifs aux moyens de stockage mis en place par la CRE, en effectuant notamment des préconisations relatives à leur dimensionnement et à leur positionnement, et assurer leur bonne intégration dans le système électrique.

³¹ La transition énergétique ne pourra se réaliser dans les meilleures conditions économiques qu'avec l'assurance que les installations non synchrones ne fragilisent pas le système (si elles ne respectaient pas les prescriptions techniques).

³² Voire de batteries munies de mode contrôle dits en grid forming*, lorsque cette solution sera suffisamment éprouvée.

3.2.2 Les moyens de stockage permettent de fournir de la réserve supplémentaire indispensable à la stabilité du système

Afin d'éviter de devoir recourir à du délestage lors de la perte d'un groupe de production, une première marge de puissance dédiée, permettant un réglage rapide de la fréquence, est provisionnée : c'est la réserve primaire. Cette réserve est activable, lors d'un incident, avec une dynamique de l'ordre de la seconde.

Par ailleurs, la variabilité intrinsèque des productions éolienne et photovoltaïque complexifie l'équilibrage offre-demande, même sur de courtes échelles de temps. Ainsi, perdre 20 à 30% de la capacité installée de PV ou d'éolien en 30 minutes peut arriver régulièrement (en l'occurrence une fois par mois, voire une fois par semaine). L'insertion croissante de ces moyens de production augmente ainsi la variabilité infra-horaire et fragilise naturellement le système. Il est donc nécessaire de provisionner une seconde marge de puissance dédiée, permettant un réglage de la fréquence dans un horizon de temps un peu plus long : c'est la réserve secondaire. Cette réserve est activable avec une dynamique de l'ordre quelques minutes. Au fur et à mesure de l'essor du PV et de l'éolien, il sera nécessaire de provisionner cette réserve secondaire pour éviter l'écrêtement massif de la production fatale PV et éolienne, alors que les moyens conventionnels, même prolongés ou remplacés, n'y suffiront pas.

Ainsi, le développement de moyens de stockage, comme des batteries, permettra de porter pour partie ces services de réserve. Ce type de stockage pourrait être envisagé comme un actif multi-services (réserves primaire et secondaire ainsi que capacité de report de charge).

A l'horizon 2033, pour accompagner le développement des EnR non synchrones, le besoin en réserve secondaire pour la Guyane pourrait atteindre environ 40 MW aux heures où la production photovoltaïque est la plus élevée. Quant au besoin en réserve primaire, qui doit permettre de compenser la perte du plus gros groupe en évitant de recourir à du délestage de la consommation, il devrait atteindre environ 30 MW.

3.2.3 Les compensateurs synchrones permettent de fournir de l'inertie

Pour éviter une variation de la fréquence trop rapide lors d'un brusque déséquilibre entre la consommation et la production (induite par exemple par une perte de groupe ou une perte combinée de plusieurs groupes, voire une déconnexion partielle de la production EnR non synchrone liée à un mode commun comme une non tenue aux creux de tension), il est indispensable de disposer de suffisamment d'inertie dans le système électrique. Celle-ci est aujourd'hui fournie par les arbres des turboalternateurs des groupes de production³³ et se libère instantanément en cas de déficit soudain de production.

Or les filières photovoltaïque et éolienne³⁴, qui vont se substituer aux machines synchrones tournantes, ne fournissent pas d'inertie et vont ainsi faire peu à peu baisser l'inertie globale du système et donc progressivement sa stabilité. La satisfaction du besoin en inertie pour assurer la sûreté système avec les seuls moyens conventionnels, démarrés à minima à leur puissance minimale de fonctionnement, pourrait conduire à écrêter massivement ces énergies renouvelables.

Ainsi, répondre à la contrainte d'inertie via des moyens dédiés, tels que des compensateurs synchrones³⁵, constituerait une solution permettant d'optimiser le taux d'insertion des EnR tout en réduisant l'appel aux moyens conventionnels à cout marginal élevé. Le volume de tels moyens dédiés pourrait atteindre plusieurs centaines de MWs. Des études de dimensionnement sont en cours de réalisation.

On notera que les compensateurs synchrones peuvent également fournir des services de tenue de tension et d'apport de courant de court-circuit de manière similaire aux moyens de production synchrone. S'ils sont bien localisés dans le réseau électrique, ils permettent ainsi de compenser les manques induits par la substitution des moyens de production synchrone par les EnR non-synchrones.

³³ Masses tournantes stockant de l'énergie sous forme d'énergie cinétique.

³⁴ Le rotor d'une éolienne ne tourne pas à la même fréquence que le réseau.

³⁵ Voir des batteries munies de mode contrôle dits en *grid forming**, lorsque cette solution sera suffisamment éprouvée.

3.3 Des flexibilités à apporter par la production, le stockage et la demande pour répondre à des besoins amplifiés par la montée en puissance des énergies non pilotables

3.3.1 Le profil de demande résiduelle est modifié et le besoin de flexibilité augmente

Dans les deux scénarios, les énergies non synchrones (essentiellement composées de photovoltaïque en Guyane) jouent un rôle clef dans le système électrique et leurs puissances installées augmentent sur l'horizon étudié³⁶. Cette augmentation modifiera la demande résiduelle (par rapport à aujourd'hui) avec des variations beaucoup plus amples au sein des journées, conduisant à solliciter différemment le parc pilotable.

Comme l'illustre la figure ci-dessous, l'insertion importante du photovoltaïque modifie ainsi la structure journalière de la demande résiduelle*, avec un creux important en milieu de journée tout en conservant une pointe du soir quasiment inchangée. Ainsi, la montée en puissance des énergies non pilotables accentue les besoins en flexibilité du système. Les moyens de production, les moyens de stockage et la demande devront contribuer à y répondre.

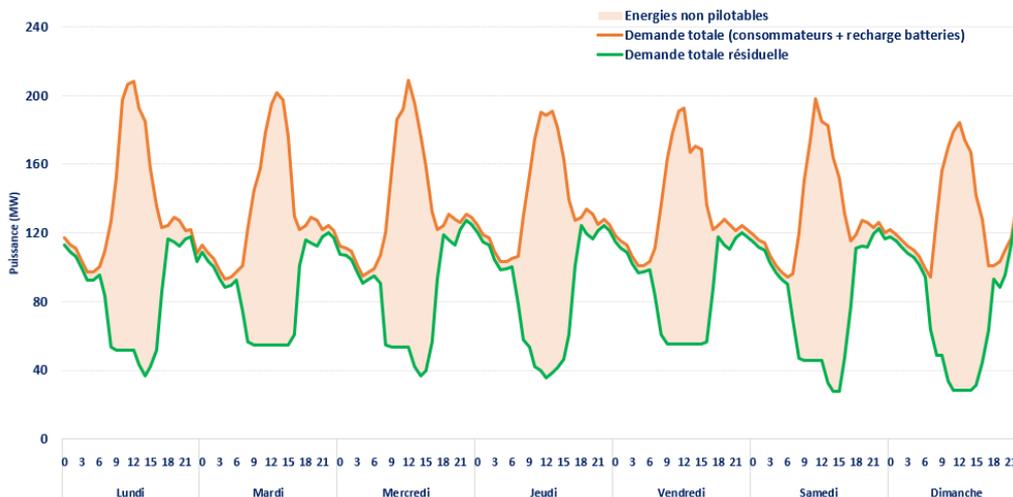


Figure 14 : illustration du besoin de flexibilité* en Guyane sur une semaine, dans le scénario Emeraude en 2033 (MW)

3.3.2 Les actifs pilotables apportent de la flexibilité

Le parc de production pilotable devra être en mesure d'assurer des variations de plusieurs dizaines de mégawatts en quelques minutes, en s'adaptant rapidement à la charge et en réalisant de nombreux arrêts/démarrages. Pour maximiser la flexibilité apportée par ces moyens et limiter le risque d'écrêtement des énergies renouvelables lorsqu'ils sont démarrés pour garantir la tenue de l'inertie, il est souhaitable que la puissance minimale d'un actif soit la plus basse possible.

³⁶ avec quasiment un doublement de la puissance installée dans Azur et plus d'un doublement dans Emeraude d'ici à 2033.

3.3.3 La sollicitation annuelle des biomasses solides peut être significativement différente selon les conditions climatiques et les aléas

La sollicitation des biomasses solides sera d'autant plus faible que le parc de production installé inclura des volumes importants d'EnR fatales et que le niveau de consommation annuelle sera faible. Par ailleurs, à parc de production donné, un fort ensoleillement conduira à une production PV fatale, et prioritaire, plus importante et limitera ainsi l'appel aux biomasses solides. A contrario, la sollicitation des biomasses solides sera d'autant plus forte que l'hydraulicité sera faible (afin d'économiser la ressource hydraulique) et la température élevée (qui influence la consommation à la hausse).

Ces phénomènes sont illustrés sur la figure suivante. Chaque point présente l'énergie annuelle produite par les biomasses solides en 2033 pour chacune des 500 chroniques annuelles intégrant les aléas pris en compte dans les hypothèses (ex. : aléas climatiques impactant l'ensoleillement et l'hydraulicité, indisponibilités fortuites et programmées des moyens de production ainsi qu'aléas de consommation).

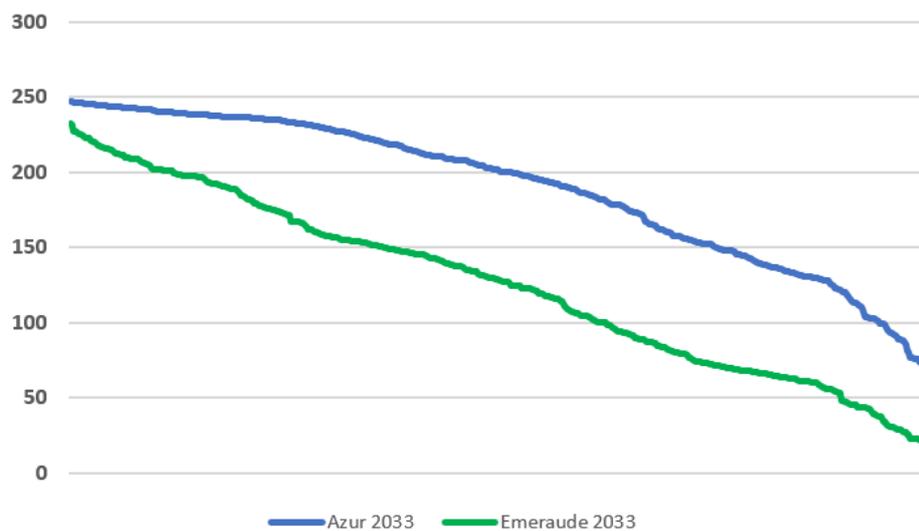


Figure 15 : sollicitation annuelle des biomasses solides en 2033 dans Azur et Emeraude³⁷ selon le scénario d'aléas^v (GWh)

3.3.4 Les actifs de stockage peuvent rendre plusieurs services au système électrique

Les moyens de stockage constituent une solution pertinente pour répondre aux besoins de flexibilité du système électrique, en permettant le report de charge d'un moment à l'autre de la journée (voire sur un plus grand intervalle). Comme explicité dans les chapitres précédents, ces moyens constituant également une réponse pertinente d'un point de vue technico-économique aux besoins de réserves primaire et secondaire (selon leur dynamique de réponse), il devient dès lors intéressant de les envisager en tant qu'actifs multiservices, capables de répondre aux besoins de réserves tout en réalisant du report de charge.

³⁷ Azur et Emeraude sont considérés avec des moyens dédiés à la fourniture de service systèmes et tenue complète des EnR aux creux de tension.

3.3.5 Le développement du véhicule électrique nécessite un effort important de pilotage de la recharge

Les scénarios du Bilan Prévisionnel considèrent un développement important de la mobilité électrique avec un taux de pilotage des véhicules légers de 40% dans Azur et de 80% dans Emeraude. Ce taux de pilotage constitue un enjeu majeur pour le système électrique. Le graphique ci-dessous illustre le profil de demande liée à la mobilité électrique dans le scénario Emeraude en 2033 si la recharge n'était pas du tout pilotée. La demande à la pointe du soir serait accrue de presque une dizaine de MW.

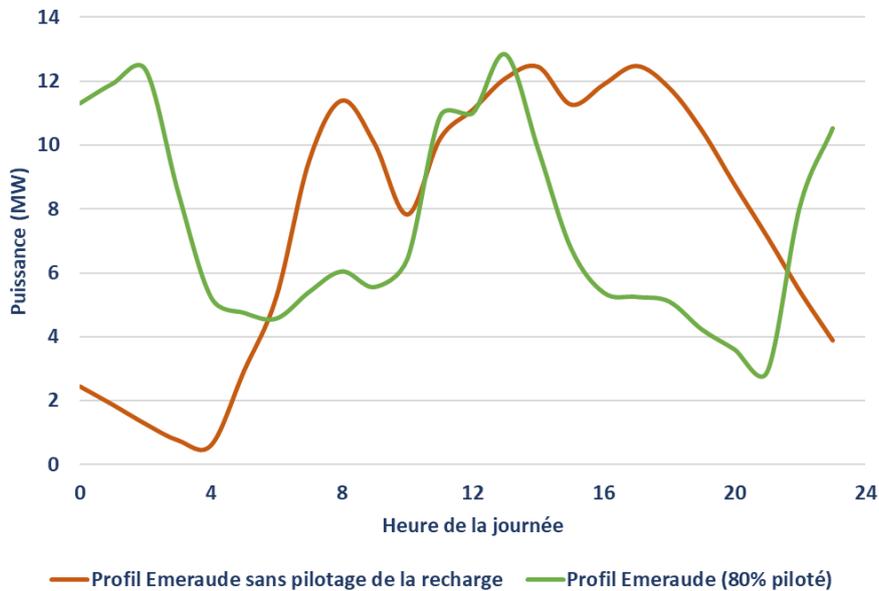


Figure 16 : hypothèses de profils de consommation des véhicules électriques pour un jour ouvré dans le scénario Emeraude en 2033

On observe que la recharge s'est déplacée de la nuit et des heures méridiennes vers le début de matinée et la fin de journée, ce qui accentue la pointe du soir de la demande résiduelle (comme le montre la figure suivante).

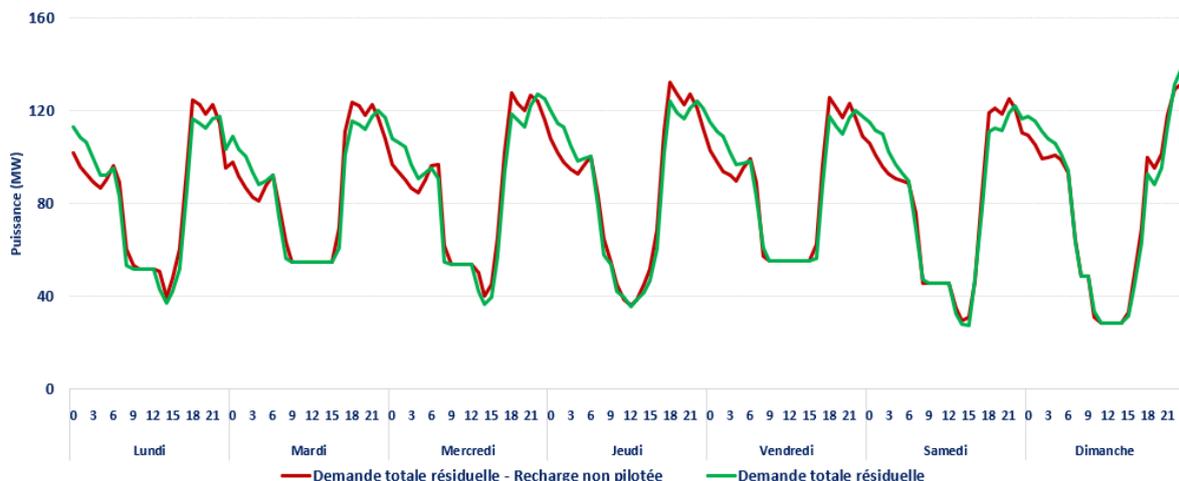


Figure 17 : hypothèses de profils de demande résiduelle pour une semaine type dans le scénario Emeraude en 2033 (MW)

En l'absence de pilotage de la recharge des véhicules électriques légers, les pics de demande résiduelle sont donc davantage contrastés, conduisant à des appels de puissance importants sur quelques heures. Les besoins de pointe et en flexibilité s'en trouvent renforcés (la demande résiduelle peut être accrue d'une dizaine de MW), ce qui accentue les contraintes sur le parc pilotable.

Le pilotage de la recharge constitue donc un enjeu majeur pour le système électrique et il est impératif qu'il soit concomitant du développement de la mobilité électrique. Pour cela, une réflexion sur le caractère très incitatif de ce pilotage devrait être mise en place.

En tant que gestionnaire de réseau en Guyane, EDF émet un certain nombre de préconisations allant dans le sens d'une recharge « vertueuse » qui privilégie les heures où la production d'origine renouvelable est importante et limite les appels de puissance sur le réseau pendant les périodes plus contraintes (comme la pointe du soir où les marges sont moins importantes et la production davantage carbonée). Les préconisations sont adaptées selon le secteur et l'usage, comme l'illustre le tableau suivant.

Secteur ou usage	Solution préconisée
Domicile	Appel réseau limité à 3,7 kW pour les usages classiques et à 7,4 kW AC pour les usages intensifs Pilotage heures pleines / heures creuses
Parking d'entreprise	Appel réseau limité à 7,4 kW pour les usages classiques et à 22 kW AC pour les usages intensifs Pilotage selon un signal fourni par le gestionnaire de réseau (puissance divisée par deux en période défavorable)
Voirie	Appel réseau limité à 22 kW Pilotage selon un signal fourni par le gestionnaire de réseau (puissance divisée par deux en période défavorable)

Tableau 14 : recommandations du gestionnaire de réseau pour la recharge des véhicules électriques

Un signal réseau est mis à disposition en *Open Data* par le gestionnaire de réseau et permet d'indiquer aux opérateurs de bornes et aux propriétaires de véhicules électriques les périodes favorables et défavorables pour la charge des véhicules en prenant en compte les contraintes technico-économiques (coût) et l'aspect environnemental (CO₂).

3.4 L'implantation des moyens de production au plus proche des poches de consommation permet d'optimiser la structure du réseau

Le réseau électrique est un élément essentiel du système électrique et son évolution accompagne la transition énergétique. La PPE en vigueur prévoit l'ajout de capacités EnR supplémentaires sur le réseau de Guyane, ce qui engendrera très vraisemblablement une aggravation des contraintes déjà anticipées avec le raccordement des projets de production en file d'attente (au premier chef les liaisons HTB situées entre Kourou et Cayenne, et dans une moindre mesure entre les postes d'Etoile et Kourou).

Si la révision du Schéma de Raccordement au Réseau des Énergies renouvelables (S2REnR*) a été engagée, car les capacités réservées sont aujourd'hui épuisées sur une très large partie ouest du territoire, les travaux à réaliser dans le cadre du prochain schéma dépendront des volumes et de la spatialisation des capacités prévues.

Au-delà des travaux déjà prévus pour accueillir davantage de capacités (notamment l'ajout d'un transformateur de 20MVA au poste d'Organabo et la restructuration du poste de Petit-Saut pour permettre le raccordement de la production HTA), le GRD a présenté dans une étude spécifique³⁸ transmise à la CRE et à la CTG au premier semestre 2024 un certain nombre de propositions permettant d'orienter de manière optimale les travaux (en précisant la localisation, les délais et les coûts) que le GRD devrait réaliser dans les 15 années à venir afin de favoriser l'insertion des EnR tout en optimisant la structure du réseau.

D'une façon générale, l'implantation des moyens de production au plus proche des poches de consommation, ou dans des zones bénéficiant déjà d'un lien électrique suffisant avec les poches de consommation, permet d'optimiser la structure du réseau en limitant les besoins de renforcements. Le fait de limiter les distances entre zones de production et de consommation permet également de réduire les pertes sur les réseaux. Lorsque ce n'est pas le cas, des renforcements du réseau 90 kV sont souvent nécessaires lors de l'arrivée de nouveaux moyens de production de puissance importante³⁹.

Ainsi, l'ensemble des études réalisées convergent vers une localisation optimale des nouveaux moyens de production dans la boucle de Cayenne, dans la mesure où elle limite les flux ouest-est, rapproche production et lieu majoritaire de consommation, limite les écrêtements ainsi que les pertes réseau et assure un meilleur maintien de la tension.

Par ailleurs, outre les investissements déjà engagés sur les postes sources ainsi que le projet de doublement de la ligne de l'Ouest visant à sécuriser structurellement l'alimentation de l'agglomération de Saint-Laurent-du-Maroni, le renforcement des conducteurs des liaisons HTB reliant le poste de Kourou à la zone de Cayenne paraît la première étape indispensable pour lever dans une large mesure la contrainte sur ces liaisons à la cible de la PPE.

Une deuxième étape, pour permettre l'insertion d'EnR supplémentaires en fin de période PPE et au-delà, dans une zone favorable pour l'efficacité du système pourrait ainsi être la construction d'un poste HTB/HTA au Galion, électriquement proche de Cayenne, qui apparaît comme une très bonne option non seulement pour insérer des EnR supplémentaires dans la zone de Roura, mais également pour améliorer la robustesse de l'alimentation de Cayenne notamment lors des opérations de maintenance du réseau HTB.

Enfin, la localisation de moyens de production EnR supplémentaires dans la zone de Petit-Saut serait subordonnée à la construction d'une troisième ligne (vers Etoile ou Cayenne) et au dédoublement du poste source de Petit-Saut. Il s'agirait de travaux d'ampleur, de long

³⁸ « Enjeux de développement, de renforcement et de maintien en condition opérationnelle du réseau électrique de la Guyane du littoral à court, moyen et long terme ».

³⁹ NB : les délais de réalisation des lignes 90 kV sont aujourd'hui plus longs que ceux de réalisation des centrales (en raison notamment de la durée des procédures administratives, parfois très importante pour des lignes traversant plusieurs communes et des terrains très variés).

terme, complexes et traversant des zones nécessitant des autorisations environnementales significatives, risquant par ailleurs d'engendrer un mode commun aggravé sur cette zone et d'accroître les écrêtements de l'énergie produite (sachant que la zone est par ailleurs défavorable en termes de pertes techniques, de contraintes de stabilité et de tenue de tension).



Glossaire

Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) : établissement public à caractère industriel et commercial (EPIC) français créé en 1991. L'ADEME suscite, anime, coordonne, facilite ou réalise des opérations de protection de l'environnement et la maîtrise de l'énergie.

Alternateur synchrone : machine électromécanique convertissant une énergie mécanique (rotation de l'arbre d'un moteur diesel, d'une turbine hydraulique ou vapeur) en énergie électrique injectée sur le réseau. L'alternateur génère à ses bornes des tensions alternatives de fréquence proportionnelle à sa vitesse de rotation. Les masses en rotation des lignes d'arbre des groupes turbo-alternateur synchrones s'opposent sans délai, du fait de leur inertie, aux variations de leur vitesse de rotation et contribuent ainsi à l'atténuation de la vitesse de variation de la fréquence. Par conception, l'alternateur synchrone peut également délivrer transitoirement en cas de court-circuit dans le réseau une intensité du courant très importante de l'ordre de 6 à 10 fois l'intensité maximale en régime continu. L'efficacité des plans de protection des personnes et des biens contre le risque électrique repose sur cette capacité.

Arbitrage : l'arbitrage est le fait de stocker de l'électricité lorsque celle-ci est peu chère à produire, voire lorsqu'on est en situation d'excédent, pour la restituer à la pointe de consommation lorsque l'équilibre offre-demande est tendu et que les coûts de production sont élevés.

Cadre de compensation : cadre pluriannuel définissant pour un territoire la nature, les caractéristiques et les conditions de compensation des petites actions de maîtrise de la demande en énergie (MDE) au titre des charges de Service Public d'Electricité (SPE).

Coefficient de disponibilité ($K_d = 1 - (K_{if*} + K_{ip*})$) : le coefficient de disponibilité, exprimé en pourcentage, est le quotient de l'énergie maximale qui peut être produite par une installation pendant une période de temps (compte-tenu de la disponibilité des équipements) et de l'énergie maximale qui aurait pu être produite avec une disponibilité permanente pendant la même période.

Coefficient d'indisponibilité fortuite (K_{if}) : le coefficient d'indisponibilité fortuite, exprimé en pourcents, est le quotient de l'énergie qu'il est impossible de produire avec une installation du fait d'un événement non programmé, comme une avarie matérielle, et de l'énergie maximale qui aurait pu être produite avec une disponibilité permanente pendant la même période.

Coefficient d'indisponibilité programmée (K_{ip}) : le coefficient d'indisponibilité programmé, exprimé en pourcents, est le quotient de l'énergie qu'il est impossible de produire par une installation du fait d'un arrêt ou d'une limitation programmée à l'avance, comme un entretien récurrent, et de l'énergie maximale qui aurait pu être produite avec une disponibilité permanente pendant la même période.

Coefficient de production (K_p) : le coefficient de production, exprimé en pourcents, est le quotient de l'énergie produite par une installation pendant une période et de l'énergie maximale qui aurait pu être produite avec une disponibilité permanente pendant la même période.

Coefficient d'utilisation (K_u) : le coefficient d'utilisation, exprimé en pourcents, est le quotient de l'énergie produite par une installation pendant une période et de l'énergie maximale qui aurait pu être produite pendant cette période (compte-tenu de la disponibilité des équipements). Les cas où de l'énergie disponible n'est pas utilisée sont fréquents, par exemple quand il faut adapter la production à la consommation, ou que les règles d'exploitation du système l'imposent. Aujourd'hui, pour les énergies éoliennes et photovoltaïques le coefficient d'utilisation est généralement proche de 100%, ce qui est illustré à la figure ci-dessous par le très faible volume d'énergie inutilisée (en orange). Ainsi, coefficient de production = coefficient de disponibilité x coefficient d'utilisation.

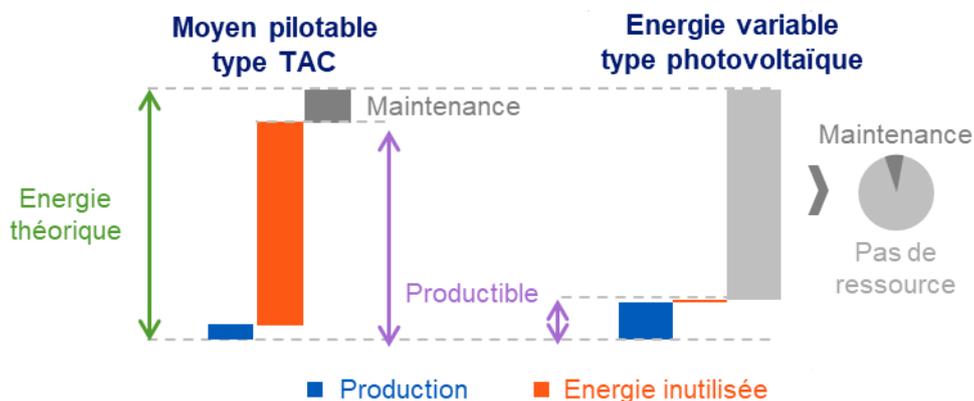


Figure 18 : illustration de la répartition des énergies produite et théorique

Commission de régulation de l'énergie (CRE) : autorité administrative indépendante, créée le 24 mars 2000 - www.cre.fr

Creux de tension : diminution temporaire de la tension touchant une ou plusieurs phases, causée généralement par une perturbation sur le réseau comme un court-circuit ou le défaut d'un équipement. Le creux est caractérisé par sa profondeur et sa durée. Le référentiel technique d'EDF SEI complète les arrêtés raccordement* pour expliciter le fonctionnement attendu des installations lors d'apparition de creux de tension au point de livraison.

Critère de sécurité d'alimentation ou critère de défaillance [extrait du site du ministère de la Transition Ecologique et Solidaire⁴⁰] : le critère de défaillance, ou critère de sécurité d'alimentation électrique, représente le niveau de rupture de l'alimentation électrique, pour des raisons d'équilibre offre-demande, accepté chaque année par la collectivité. Il est défini comme « une durée moyenne de défaillance annuelle de trois heures pour des raisons de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité ». Ce critère signifie que chaque année, sur l'ensemble des scénarios possibles [...], la durée pendant laquelle au moins un consommateur est délesté pour des raisons de déséquilibre offre-demande doit être inférieure à trois heures. [...] Le dépassement du critère retenu rend compte de l'existence d'une défaillance mais pas de son ampleur (en nombre de personnes délestées, par exemple). Le respect du critère n'implique pas une absence totale de risque de défaillance, mais que le risque est contenu dans des limites définies.

Délestage : le délestage est une interruption volontaire et momentanée de la fourniture d'électricité sur une partie du réseau électrique. Cette mesure peut d'une part être activée automatiquement en ultime recours (en moins de 300 ms par le biais d'un automate) afin de rétablir l'équilibre entre l'électricité injectée et celle soutirée du réseau lorsque les réserves constituées par le gestionnaire du réseau sont épuisées (voir plan de délestage*) et d'autre part être activée manuellement par le gestionnaire du réseau, par exemple lorsque les capacités maximales de transit dans une portion du réseau électriques sont en passe d'être atteintes.

⁴⁰ www.ecologique-solidaire.gouv.fr/securite-dapprovisionnement-en-electricite

Demande résiduelle : consommation qui reste à fournir, après prise en compte de la production issue des énergies renouvelables non pilotables (photovoltaïque, éolien et hydraulique au fil de l'eau principalement).

Départ d'un poste électrique : lien physique (ligne aérienne et/ou câble souterrain) électrique issu d'un poste de transformation généralement avec un niveau de tension de 15 ou 20 kV, domaine de la tension niveau A (HTA). Un départ « délestable » contribue au plan de défense et son alimentation peut être suspendue automatiquement selon les fluctuations de la fréquence (voir aussi délestage*). Un départ « mixte » est un départ sur lequel sont raccordés à la fois des installations de production et de consommation. Un départ « dédié » est un départ sur lequel une seule installation est raccordée (production ou consommation).

Direction Générale des Territoires et de la Mer (DGTM) : intervient sur l'ensemble des champs de l'aménagement du territoire et est chargée de mettre en œuvre les politiques du ministère de l'environnement, de l'énergie et de la mer ainsi que celles du ministère du logement et de l'habitat durable.

Direction générale de l'énergie et du climat (DGECE) : cette administration a été mise en place en juillet 2008, sa mission est d'élaborer et de mettre en œuvre la politique relative à l'énergie, aux matières premières énergétiques, ainsi qu'à la lutte contre le réchauffement climatique et la pollution atmosphérique. www.ecologique-solidaire.gouv.fr/direction-generale-lenergie-et-du-climat-dgece

Energies non synchrones : certaines installations, comme les parcs photovoltaïques et éoliens ou les batteries, ne sont pas connectés au réseau par des alternateurs synchrones* mais par une interface basée sur de l'électronique de puissance (onduleur). Ils constituent une production dite non synchrone et ne contribuent pas à l'inertie du système et très faiblement à l'apport de courant de court-circuit. En effet, les panneaux photovoltaïques ou les batteries ne comportent pas d'éléments mécaniques en rotation. Dans le cas de l'éolien, afin de maximiser leur production, la vitesse de rotation des turbines est optimisée en temps réel en fonction des conditions de vent, indépendamment de la fréquence du réseau. L'énergie mécanique disponible au niveau du rotor de l'éolienne ne peut donc être directement transformée en énergie électrique à 50 Hz par un alternateur synchrone. La transformation nécessite le recours à l'électronique de puissance. Des recherches et expérimentations sont en cours pour qu'à l'avenir les installations interfacées par électronique de puissance puissent, comme les alternateurs synchrones, s'opposer naturellement et sans aucun délai aux variations de la fréquence du réseau.

Energies synchrones : unités de production raccordées au réseau via des alternateurs synchrones comme les groupes hydrauliques, les centrales thermiques, les centrales biomasse ou bagasse. Les énergies synchrones contribuent à la sûreté et à la stabilité du système grâce à l'apport de courant de court-circuit et d'inertie de leur turbo-alternateur.

Facteur de charge : pour les installations s'appuyant sur une énergie primaire dont la ressource est variable dans le temps (ex : photovoltaïque, hydraulique fil de l'eau), il s'agit du quotient de l'énergie produite pendant une période et de l'énergie maximale qui aurait pu être produite si l'installation avait produit en permanence à sa puissance nominale* pendant la même période.

Flexibilité : une flexibilité est une aptitude à adapter son injection et/ou son soutirage pendant une période donnée, sur une période donnée (extrait du site RTE).

Grid forming (GMF) : ce terme regroupe une famille de contrôles innovants susceptibles d'être implémentés au niveau des convertisseurs raccordant le stockage électrochimique (batteries), voire le solaire et l'éolien. A l'inverse des contrôles actuels (couramment désignés sous les termes *Grid Feeding* ou *Grid Following*), ce type de contrôle leur confère un comportement se rapprochant de celui des machines synchrones classiques, en particulier lors de transitoires réseau, ce qui est bénéfique à la stabilité du système. Mise à part le

contexte des micro-réseaux, il existe encore peu de cas dans le monde de développement à grande échelle de batteries GFM et encore moins de l'application de ce mode contrôle à des convertisseurs raccordant du solaire ou de l'éolien.

Incident généralisé ou *black-out* : panne de courant à grande échelle. Dans les zones non interconnectées, on parle d'incident généralisé lorsque l'approvisionnement électrique de toute l'île (ou de tout le réseau du littoral pour la Guyane) n'est plus assuré.

Inertie : les masses tournantes stockent de l'énergie sous forme d'énergie cinétique. Cette énergie est instantanément libérée pour s'opposer à une chute de la fréquence lors d'un manque soudain de production par rapport à la consommation. De même, les masses tournantes peuvent emmagasiner de l'énergie en cas d'excédent soudain de production par rapport à la consommation, s'opposant ainsi à une hausse de la fréquence.

Technologie	Constante d'inertie (MWs/MVA)
Chaudière vapeur	3
Moteur diesel	1,2 – 4,4
TAC <i>heavy duty</i>	7
TAC aérodérivative	1
Energies non synchrones*	0

Tableau 15 : ordres de grandeur des constantes d'inertie des différentes machines présentes dans le parc des ZNI

Monotone : on obtient une courbe appelée « monotone » en triant sur les 8760 heures de l'année les valeurs horaires d'un paramètre donné (ex. : demande résiduelle, production d'un actif), de la valeur la plus importante à la valeur la plus faible.

Pilotable : caractéristique d'un moyen de production. Un moyen est pilotable si la puissance qu'il produit peut être fixée à tout moment à une valeur comprise entre une puissance minimale et une puissance maximale, définies par les caractéristiques techniques du moyen de production. La production pilotable fait référence aux sources d'énergie électrique qui peuvent, sur demande, être mises en marche et arrêtées, ou dont la puissance peut être ajustée. Elle est à distinguer des sources d'énergie intermittentes, dont la production ne peut pas être maîtrisée sans technologie de stockage d'électricité.

Plan de délestage : constitue l'ultime défense du système électrique en cas de déséquilibre production consommation supérieur aux réserves disponibles dans le système afin de limiter le risque d'incident généralisé*. Le plan de délestage, révisé régulièrement par le gestionnaire du système, regroupe en divers « paquets » (dits stades de délestage) l'ensemble des départs HTA. Afin d'enrayer la chute de fréquence, les départs HTA affectés à un paquet seront automatiquement découplés du réseau lorsque la fréquence chutera sous une valeur prédéterminée. La durée typique entre le franchissement du seuil de fréquence et l'ouverture effective des disjoncteurs HTA assurant le découplage est de l'ordre de 200 ms. Malgré cette durée qui pourrait apparaître comme négligeable, le gestionnaire du système doit assurer un niveau d'inertie suffisant dans le système pour laisser le temps à chaque stade de délestage d'être efficace avant que le suivant ne s'active. Pour réduire cette contrainte en inertie, une activation complémentaire des stades de délestage basée sur la vitesse de chute (dérivée) de la fréquence peut être déployée : il est alors possible d'anticiper dès le début de la chute de fréquence le recours au délestage et ainsi de le rendre pleinement efficace. Une fois la fréquence stabilisée et les capacités de production reconstituées, les départs délestés seront manuellement recouplés au réseau par le conducteur du système en veillant à adapter les volumes de charge repris aux capacités des groupes de production démarrés (voir aussi délestage*).

Poste électrique : local assurant la liaison entre deux réseaux dont les niveaux de tension sont différents. Il comprend des transformateurs, des équipements de surveillance, de protection et de télécommande, des équipements de comptage d'énergie, voire des systèmes automatiques de délestage pour contribuer à la sûreté du système électrique. Les postes source relient le réseau haute tension niveau B (HTB, tension supérieure à 50 kV) et

le réseau haute tension niveau A (HTA, tension inférieure à 50 kV), tandis que les postes de distribution publique relient le réseau HTA et le réseau basse tension (BT, tension inférieure à 1 kV).

Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) : fixée par décret, elle établit les priorités d'action des pouvoirs publics pour la gestion de l'ensemble des formes d'énergie.

Puissance crête : notion utilisée dans le cas des installations photovoltaïques pour désigner la puissance électrique que la centrale peut délivrer en courant continu (avant onduleur) dans les conditions standards (ou *STC*) définies par la norme NF EN 60904-3, c'est-à-dire notamment une température de cellule de 25°C et un niveau d'éclairement de 1000 W/m².

Puissance de raccordement : puissance maximale en injection prise en compte pour dimensionner les ouvrages de raccordement.

Puissance maximale (P_{max}) : puissance électrique nette maximale, réalisable pendant un temps de fonctionnement minimal, compte-tenu de l'état technique des installations et des conditions réelles de fonctionnement. La puissance maximale d'un groupe hydraulique peut par exemple varier en fonction de la hauteur de chute.

Puissance nominale : puissance donnée par le constructeur pour un moyen de production. Pour le photovoltaïque, la puissance nominale est identique à la puissance crête*.

Raccordement : travaux de création et de modification du réseau existant permettant l'évacuation de l'énergie injectée, via notamment l'établissement d'un câble de raccordement, d'un poste de livraison.

Repowering : remplacement partiel ou total d'une installation de production électrique pour augmenter son rendement, augmenter sa puissance ou modifier sa configuration, et réduire les coûts d'exploitation. Cette opération a souvent pour conséquence d'allonger la durée de vie de l'installation.

S2REnR/S3REnR : le S2REnR/S3REnR (article D321-15 code de l'énergie) précise les ouvrages à créer ou à renforcer et définit un périmètre de mutualisation entre producteurs d'énergies des coûts de construction des nouveaux ouvrages électriques nécessaires à l'évacuation de l'électricité produite à partir de sources d'EnR.

Service de réserve primaire : capacité à pouvoir injecter très rapidement de la puissance en cas de déficit de production, afin de stabiliser la fréquence du système et de limiter les besoins de coupure des clients pour rétablir l'équilibre entre la consommation et la production. Les moyens de stockage qui assurent ce service n'ont pas besoin de disposer d'une durée de stock élevée (une heure de stock est suffisante).

Service de réserve secondaire : capacité à pouvoir injecter rapidement de la puissance pour compenser les fluctuations des variations des EnR et de la consommation, afin de stabiliser la fréquence du système et de limiter les besoins de coupure des clients pour rétablir l'équilibre entre la consommation et la production. Les moyens de stockage qui assurent ce service n'ont pas besoin de disposer d'une durée de stock élevée (une heure de stock est suffisante).

Sûreté système : capacité à assurer le bon fonctionnement du système électrique en maîtrisant les conséquences des incidents sur la continuité d'alimentation des clients et la qualité de fourniture.

Zone non interconnectée (ZNI) : les zones insulaires non interconnectées au réseau électrique métropolitain français, parfois appelées « systèmes énergétiques insulaires » (SEI) ou « petits systèmes isolés », désignent les îles et territoires français dont l'éloignement géographique empêche ou limite une connexion au réseau électrique continental.

ⁱ Contrairement aux centrales pilotables classiques qui disposent d'une quantité virtuellement infinie de carburant à un certain coût, la centrale de Petit-Saut dispose d'une ressource gratuite, mais en quantité limitée. Pour optimiser au mieux son réservoir dans le système électrique, il convient d'utiliser la notion de « valeur d'usage de l'eau » qui permet d'effectuer le choix le plus opportun entre turbiner maintenant ou plus tard l'eau stockée dans le barrage. Cette valeur d'usage représente, à chaque instant, l'espérance de gain futur que peut procurer un volume d'eau donné. Pour déterminer cette valeur, un grand nombre de situations futures sont simulées (en considérant différentes chroniques de consommation, de disponibilités des différents moyens de production et d'apports hydraulique, qui présentent une forte variabilité selon les années). Ainsi, la gestion du réservoir de Petit-Saut est optimisée pour limiter les besoins en puissance supplémentaire du système et pour diminuer le recours aux moyens thermiques contrairement à certaines usines hydrauliques exploitées en « fil de l'eau ». D'autre part, cette optimisation tient compte de la grande variabilité des apports hydrauliques telle que montrée dans la figure ci-dessus.

ⁱⁱ Dans cet exercice, pour chaque scénario et chaque année, trente profils de 8760 valeurs (représentant les heures de l'année) ont été élaborés.

ⁱⁱⁱ Pour modéliser l'équilibre offre-demande à moyen et long terme dans les ZNI, EDF SEI utilise un outil développé et maintenu par EDF R&D. L'outil a été conçu pour être utilisable sur des territoires dont les mix énergétiques sont variés. Le cœur de calcul est donc développé sur la base de fonctions génériques et c'est le paramétrage qui permet d'intégrer les spécificités de chaque parc de production.

L'outil a connu une mise à jour majeure en 2020 avec un travail important de paramétrage en 2021. Il est maintenant possible de tenir compte de contraintes complexes telles que les contraintes liées à l'exploitation du réseau (provision de réserve primaire, suivi du niveau d'inertie*) ou aux caractéristiques physiques des actifs de production (démarrage, durées minimales de marche ou d'arrêt). Ces évolutions conduisent à une amélioration des plans de production horaires tout en conservant la qualité des résultats en termes de sécurité d'approvisionnement. La maximisation de l'utilisation des EnR intermittentes dans le mix est recherchée, dans le respect des contraintes liées à la sûreté du système. Ainsi, comme le prévoit la réglementation, d'éventuels écrêtements des EnR intermittentes sont appliqués lorsque la sûreté du système est en risque.

Pour ce faire, le cœur de calcul employé opère la résolution de l'équilibre offre-demande par une programmation linéaire en nombres entiers (dite « PLNE ») et fait appel à un solveur d'optimisation qui garantit l'optimalité de la solution trouvée. Ces résolutions sont réalisées sur des fenêtres de simulation de plusieurs heures ou de plusieurs jours qui permettent de tenir compte des contraintes telles que les démarrages et les durées minimales de marche ou d'arrêt, améliorant significativement le réalisme des plans de production et la gestion des stocks.

L'outil conserve une approche stochastique en simulant un nombre important de scénarios, ce qui est indispensable pour capter les événements rares que sont les périodes de défaillance du système.

^{iv} A noter que dans le cadre des études répondant aux objectifs du Bilan Prévisionnel, le modèle fonctionne sur la base d'un réseau « parfait » ou « plaque de cuivre », qui ne prend pas en compte les contraintes locales : cette étude n'aborde donc pas la question de la spatialisation des moyens à mettre en œuvre.

^v Cf. approche stochastique mise en œuvre en simulant un nombre important de scénarios (intégrant par exemple différentes situations en termes de date d'occurrence d'indisponibilités fortuites ou de caractéristiques climatiques de l'année considérée).



EDF SA
22-30, avenue de Wagram
75382 Paris cedex 08
Capital de 2 084 365 041 euros
552 081 317 R.C.S. Paris

www.edf.com