



# Bilan Prévisionnel

de l'équilibre offre - demande  
d'électricité

## Martinique

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 défaillance<sup>1</sup>. 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/central	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 bas	Scénario PIB/habitant bas

*Principales caractéristiques des deux scénarios étudiés dans le Bilan Prévisionnel*

Dans les deux scénarios, la consommation d'énergie baisse à moyen terme. En fin d'horizon, elle continue de baisser dans Emeraude alors qu'elle réaugmente dans Azur. En effet, bien que la dynamique de développement de la mobilité électrique se confirme, le recul démographique ainsi que les actions de maîtrise de la demande en énergie influencent les trajectoires de consommation à la baisse. Les pointes de consommation connaissent une tendance similaire, en raison de la recharge partiellement optimisée des véhicules électriques qui devra permettre de limiter l'impact à la pointe du soir.

Les deux scénarios connaissent une augmentation marquée des capacités des énergies renouvelables fatales (en lien avec les cibles visées dans la PPE en vigueur en 2022). Par ailleurs, dans le scénario Emeraude, les groupes thermiques sont convertis au bioliquide d'ici à 2028 (centrales diesel et turbines à combustion). Ainsi, en supposant renouvelables les moyens complémentaires nécessaires en 2038, le mix électrique de la Martinique serait en large partie renouvelable dès 2028 dans le scénario Emeraude et dès 2040 dans le scénario Azur (sur quelques heures de l'année, la sollicitation de moyens de pointe, qui ne font pas à date l'objet d'une hypothèse de conversion, resterait nécessaire).

Sur la base de ces hypothèses, ce Bilan Prévisionnel confirme que le système électrique verrait apparaître de nouveaux besoins en puissance pilotable sur la fin d'horizon.

<sup>1</sup> L'analyse du dimensionnement du parc de la Martinique 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).

	Hepp <sup>2</sup>	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2033	2040
Azur	>2000 h	0	0	0	0	0	0	0	160
	<2000 h	0	0	0	0	0	0	0	60
Emeraude	>2000 h	0	0	0	0	0	0	0	0
	<2000 h	0	0	0	0	0	0	0	100

*Besoin cumulé de puissance pilotable complémentaire, année par année (en MW)*

En 2040, en raison de l'arrivée à échéance du contrat en vigueur de la centrale de Bellefontaine, un besoin de puissance pilotable de 220 MW apparaîtrait ainsi dans Azur, tandis qu'un besoin de 100 MW apparaîtrait dans Emeraude.

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 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 dans le scénario Emeraude, le besoin total en réserve primaire pour la Martinique, qui doit permettre de compenser la perte du plus gros groupe sans recours à du délestage de la consommation, est d'une quarantaine de mégawatts. Quant au besoin en réserve secondaire, il pourrait atteindre une cinquantaine de MW aux heures où les productions éolienne et photovoltaïque sont les plus élevées (cf. tableau ci-dessous).

	Réserve primaire	Réserve secondaire
<b>Besoin (MW)</b>	40	50

*Scénario Emeraude - Besoin en réserves primaire et secondaire à l'horizon 2033*

Les moyens de stockage peuvent également répondre aux besoins en puissance pilotable identifiés, comme l'illustre le tableau ci-dessous. On notera qu'alors que les premiers volumes de stockage installés couvrent assez efficacement les besoins en puissance pilotable complémentaires, cette efficacité atteint un plafond malgré l'extension de ces volumes.

<sup>2</sup> Hepp : heures équivalent pleine puissance.

	Hepp <sup>3</sup>	Sans stockage complémentaire	Avec 100 MW/400 MWh de stockage complémentaire	Avec 200 MW/800 MWh de stockage complémentaire
Azur	>2000 h	160	160	160
	<2000 h	60	0	0

*Besoin cumulé de puissance pilotable complémentaire dans le scénario Azur en 2040, selon les volumes de stockage complémentaires considérés (en MW)*

Enfin, s’agissant du réseau électrique, le Schéma de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables (S2REnR) en vigueur en Martinique intègre notamment la création d’une liaison souterraine entre les postes de Trinité et Lamentin (mise en service prévue fin 2027) en prévision du développement des EnR dans la zone Nord Atlantique tel que prévu dans le cadre du schéma actuel. Cette saturation du Nord Atlantique et du Nord Caraïbe liée à l’épuisement des capacités de puissance réservées et physiques aux postes sources conduit le gestionnaire de réseau à proposer d’engager la révision du S2REnR du territoire. Les études permettront d’actualiser les capacités d’accueil et la caractérisation des contraintes (en durée et profondeur) dans les postes sources et sur les liaisons haute tension afin d’envisager les différents types de stratégies à mettre en œuvre à moyen et long termes en fonction des volumes par filière de production et de la spatialisation optimale des futurs moyens de production envisageables en assurant une inscription dans la durée en cohérence avec la vision long terme du futur schéma directeur HTB.

Les gisements importants de production EnR notamment dans le Nord Atlantique pourraient amener à décider de nouveaux investissements HTB, avec des délais et coûts de réalisation significatifs à prendre en considération dans la stratégie dynamique de mise en œuvre de la Transition Energétique. Par ailleurs, les solutions proposées devront permettre d’assurer les marges nécessaires à une exploitation robuste du système en intégrant le devenir des moyens de production pilotables répartis sur le territoire. Ces moyens garantissent actuellement la résilience du système<sup>4</sup>. Tout arrêt total ou partiel de ces moyens de production devrait être évalué à l’aune de la stabilité du système et des contraintes de flux sur le réseau et très probablement précédé de la mise en œuvre d’une combinaison de leviers pour les garantir tels que le renforcement du réseau entre le Nord Caraïbe et Fort-de-France et l’ajout de compensation synchrone. Ces leviers devront permettre de couvrir la potentielle perte des services et de la résilience nécessaires que les moyens thermiques pilotables fournissent actuellement au système électrique. Enfin, les volumes importants de moyens de stockage multi-services nécessaires pour assurer une insertion sûre et optimale des EnR au sein du système électrique ouvrent la question de leur spatialisation, tant pour garantir l’apport de leurs services sans accentuer les contraintes réseau, que pour fournir des solutions de flexibilité supplémentaires. Ces questions feront l’objet d’analyses spécifiques en prévision des prochains guichet stockage.

<sup>3</sup> Hepp : heures équivalent pleine puissance.

<sup>4</sup> vis-à-vis des contraintes de réseau en régime normal comme en régime de consignation ou vis-à-vis de phénomènes climatiques extrêmes.



# Sommaire

Le <b>Bilan Prévisionnel</b> éclaire, pour les quinze prochaines années, les besoins d'un système électrique en transition .....	7
1 Une baisse tendancielle de la consommation depuis 2016 et des énergies renouvelables qui représentent plus d'un quart de la production en 2023 .....	8
1.1 Une demande en électricité en baisse, avec une inflexion sur 2023 .....	9
1.1.1 La consommation d'énergie annuelle connaît une baisse tendancielle .....	9
1.1.2 La demande présente un plateau en journée et une pointe le soir .....	10
1.1.3 La demande est concentrée sur les pôles d'activités majeurs .....	11
1.1.4 Les actions de maîtrise de la demande en énergie continuent leur progression .....	12
1.2 La production d'électricité d'origine renouvelable progresse légèrement .....	14
1.2.1 Les principaux moyens de production sont concentrés sur le centre-nord du territoire .....	14
1.2.2 Energies renouvelables non synchrones (134 GWh) .....	15
1.2.3 Energies renouvelables synchrones (265 GWh) .....	15
1.2.4 Moyens thermiques fossiles (1107 GWh) .....	15
1.2.5 Stockage .....	16
1.2.6 Tableau de synthèse du parc installé au 31/12/2023 .....	17
2 Le Bilan Prévisionnel s'appuie sur deux scénarios prospectifs, Azur et Emeraude, afin d'explorer des futurs possibles .....	18
2.1 Des évolutions majeures du système électrique sont attendues à l'horizon 15 ans .....	18
2.2 Des dynamiques démographiques et des objectifs de MDE orientant les consommations à la baisse alors que les effets de la mobilité électrique apparaissent à horizon 2030 .....	19
2.2.1 La population est en baisse dans les deux scénarios .....	19
2.2.2 Les actions de maîtrise de la demande en énergie seront structurantes pour le niveau de consommation .....	19
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 .....	20
2.2.4 La consommation est en légère hausse dans Azur en fin d'horizon et en baisse dans Emeraude .....	23
2.3 La puissance du parc installé est marquée par une croissance soutenue des énergies renouvelables .....	24
2.3.1 L'évolution de la puissance installée résulte essentiellement de la décroissance du parc actuel et de l'arrivée de nouveaux actifs .....	24
2.3.2 La disponibilité des actifs est déterminée en fonction des technologies .....	26

3	Ce Bilan Prévisionnel confirme que le critère de sécurité d’approvisionnement est respecté jusqu’en 2033 .....	27
3.1	Un besoin de puissance pilotable apparaît au-delà de 2033 en lien avec la fin de contrat des moteurs de Bellefontaine .....	27
3.2	Le développement des énergies non synchrones nécessitera une adaptation du système pour garantir un bon niveau de sûreté.....	28
3.2.1	L’essor des énergies non synchrones doit s’accompagner du développement de services système complémentaires pour permettre leur insertion.....	28
3.2.2	Les moyens de stockage permettent de fournir de la réserve supplémentaire indispensable à la stabilité du système .....	30
3.2.3	Les compensateurs synchrones permettent de fournir de l’inertie .....	31
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 .....	32
3.3.3	Les actifs de stockage peuvent rendre plusieurs services au système électrique.....	32
3.3.4	Le développement du véhicule électrique nécessite un effort important de pilotage de la recharge.....	33
3.4	Le développement de capacités d’accueil des EnR et la résilience de l’alimentation de l’électricité vis-à-vis d’évènements climatiques extrêmes et dépendront de l’évolution de la structure du réseau de transport.....	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 Martinique. Conformément à l'article L 141-9 du Code de l'Energie, 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 les besoins en électricité du territoire et l'offre disponible pour les 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 Martinique<sup>5</sup> à trois heures par an, en moyenne. Il repose sur les informations disponibles début 2024, dont les dernières estimations de l'INSEE. L'édition 2024 met à jour, sur la période 2024-2040, les analyses présentées dans les éditions précédentes.

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 sûreté 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 assurée<sup>6</sup>. 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.

<sup>5</sup> Décret no 2018-852 du 4 octobre 2018 relatif à la Programmation pluriannuelle de l'énergie de la Martinique.

<sup>6</sup> 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 Une baisse tendancielle de la consommation depuis 2016 et des énergies renouvelables qui représentent plus d'un quart de la production en 2023

Ce paragraphe fournit des éléments chiffrés sur l'état du système martiniquais 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 Martinique (<https://opendata-martinique.edf.fr/>). Les données disponibles se répartissent actuellement selon cinq thématiques, enrichies régulièrement.

Thématique	Contenu
Système électrique et production 	<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 CO<sub>2</sub> liées à la production d'électricité, file d'attente producteur, déconnexion maximale des installations photovoltaïques et registre des installations de production et de stockage.</p>
Infrastructures 	<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>
Consommation d'électricité 	<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 IRIS<sup>7</sup>) publié sur le site du ministère de la Transition écologique. Les effacements de consommation mensuels sont également publiés.</p>
Efficacité énergétique 	<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>
Mobilité électrique 	<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*

<sup>7</sup> <https://www.insee.fr/fr/metadonnees/definition/c1523>

## 1.1 Une demande en électricité en baisse, avec une inflexion sur 2023

### 1.1.1 La consommation d'énergie annuelle connaît une baisse tendancielle

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

<b>Energie livrée au réseau</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>
Energie nette (GWh)	1 577	1 562	1 570	1 587	1 560	1 518	1 527	1 506	1 504	1 490	1 511
Croissance (vs. l'année précédente)		-1,0%	0,5%	1,1%	-1,7%	-2,7%	0,6%	-1,4%	-0,1%	-0,9%	1,4 %

<b>Puissance de pointe</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>
Puissance (MW)	244	243	242	245	232	236	231	229	228	223	232
Croissance (vs. l'année précédente)		-0,4%	-0,4%	1,2%	-5,3%	1,7%	-2,3%	-0,7%	-0,4%	-2,2%	4,0 %

Tableau 2 : historique du niveau de demande

La consommation, qui s'est élevée à 1511 GWh en 2023, connaît une tendance globale légèrement à la baisse sur les dix dernières années. On note ainsi une réduction de 4% de l'énergie livrée en 10 ans.

La puissance de pointe maximale (en moyenne sur une heure) a quant à elle atteint 232 MW au cours d'une journée du mois de septembre et connaît également une légère baisse de 5% en 10 ans.

L'énergie facturée s'est répartie selon les différents types de clients de la manière suivante : 62% au tarif bleu (petites entreprises et clients domestiques) et 38 % au tarif bleu + et tarif vert (moyennes et grandes entreprises, industries, collectivités).

Les pertes totales du réseau, c'est à dire la différence entre l'énergie livrée à ce réseau et l'énergie livrée aux clients raccordés, sont de 127 GWh soit 8,4 % de l'énergie livrée au réseau.

## 1.1.2 La demande présente un plateau en journée et une pointe le soir

Du fait d'un climat relativement constant, la consommation est peu saisonnalisée en Martinique (cf. figure ci-dessous). Elle est cependant plus faible pendant l'hiver, du fait des conditions climatiques.

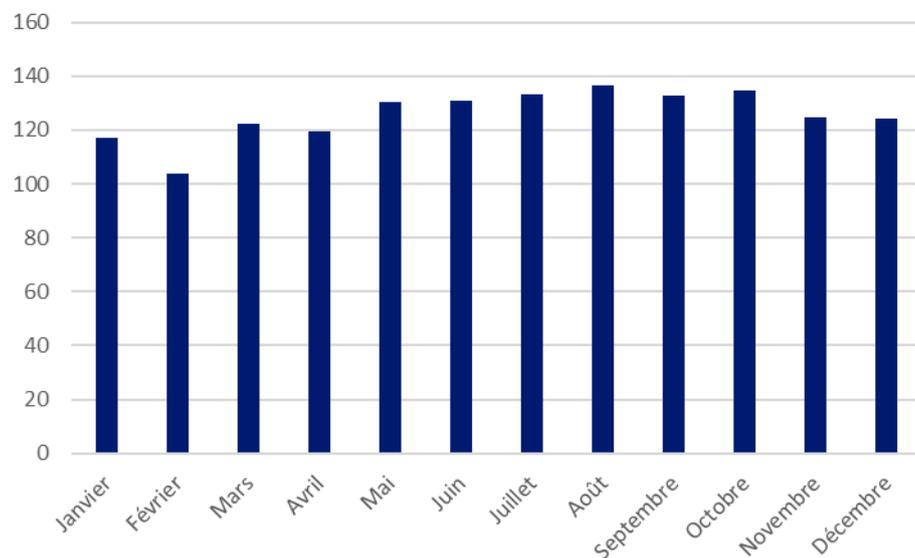


Figure 1 : demande mensuelle en 2023 (en GWh)

La figure ci-dessous présente le profil de la consommation martiniquaise sur des journées représentatives. La courbe de charge est caractérisée par une pointe en journée sensible à la température (climatisation tertiaire essentiellement) et une pointe du soir principalement liée à la consommation des clients résidentiels (éclairage et appareils domestiques). Plus il fait chaud, plus la consommation d'électricité est élevée, du fait d'une utilisation accrue de la climatisation.

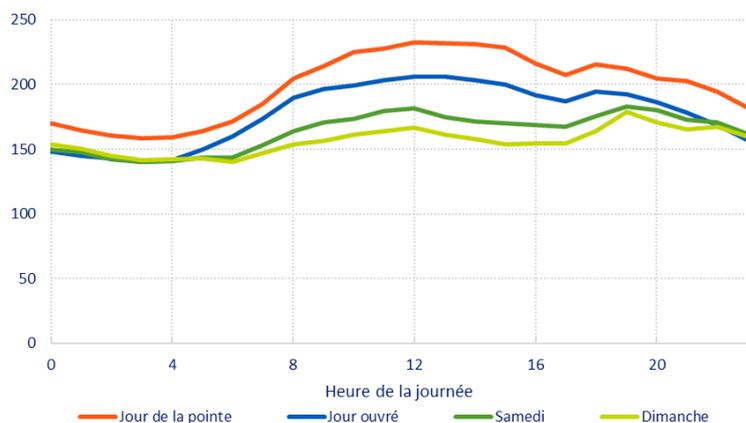


Figure 2 : demande journalière sur des journées type en 2023 (en MW)

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 les productions éolienne et photovoltaïque.



## 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 à la Martinique. Ainsi, sous l'impulsion d'un comité MDE constitué du Conseil Régional de la Martinique, du Syndicat Mixte d'Electricité de la Martinique (SMEM), de l'ADEME\*, la DEAL\* 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 Martinique.

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). 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.

<b>Effet des actions liées au cadre de compensation</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>
<b>Energie effacée (GWh)</b>	33	64	106	160	251 <sup>8</sup>

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 Martinique a ainsi réalisé un effacement de consommation cumulé correspondant à 77% 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 de 2019 à 2022.

---

<sup>8</sup> 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).

Bilan 2019	Bilan 2020	Bilan 2021	Bilan 2022
<p>DELIBERATION N°2021-138  Délégation de la Commission de régulation de l'énergie du 20 mai 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 Martinique</p>	<p>DELIBERATION N°2021-342  Délégation 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</p>	<p>DELIBERATION N°2023-59  Délégation 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</p>	<p>DELIBERATION N°2023-347  Délégation 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</p>

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

## 1.2 La production d'électricité d'origine renouvelable progresse légèrement

En 2023, la part des énergies renouvelables dans le mix s'est élevée à 27 %.

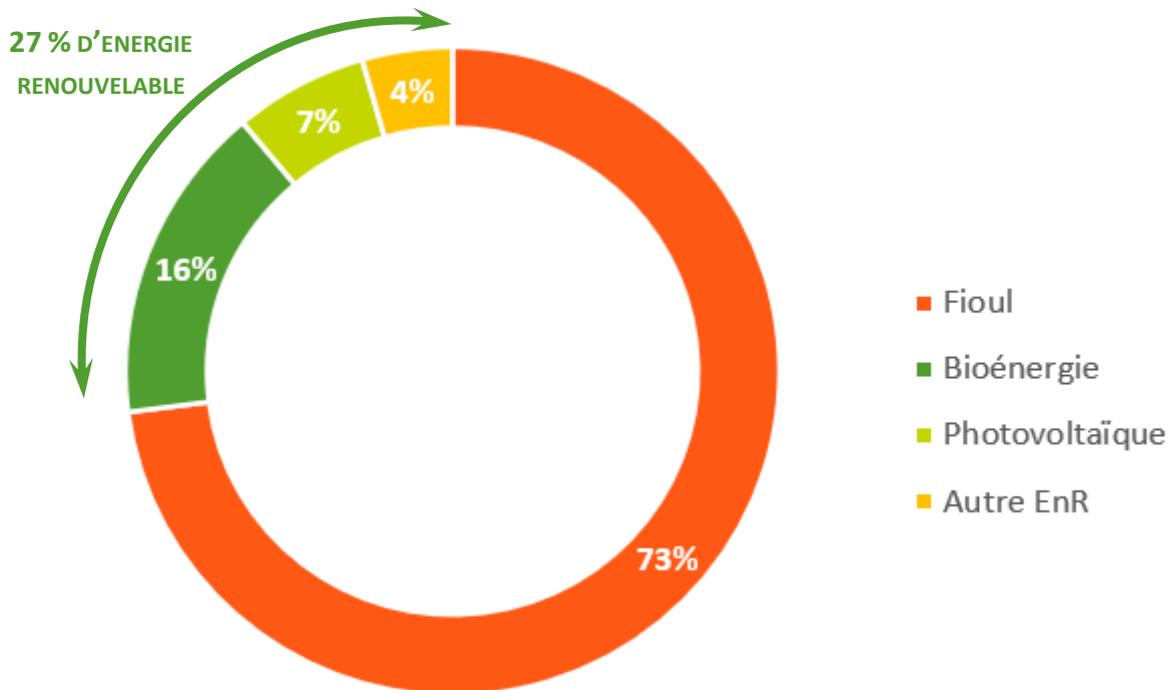


Figure 5 : mix électrique de l'année 2023

### 1.2.1 Les principaux moyens de production sont concentrés sur le centre-nord du territoire

La figure suivante présente la répartition géographique des différents moyens de production.

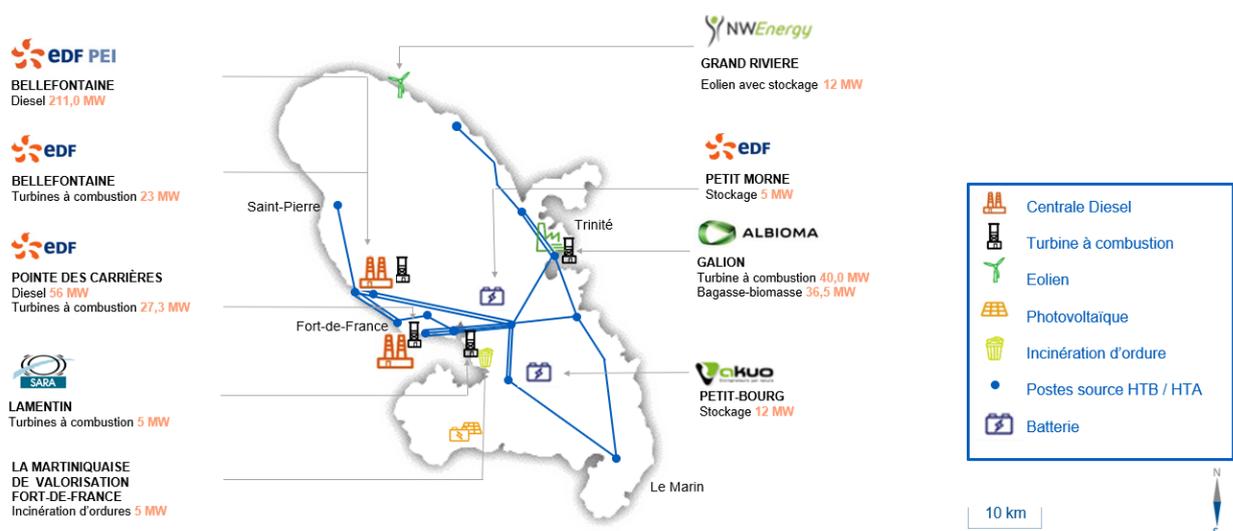


Figure 6 : carte du système électrique de la Martinique au 31/12/2023 - seules les installations de plus de 1,5 MW sont représentées

## 1.2.2 Energies renouvelables non synchrones (134 GWh)

### **Photovoltaïque avec et sans stockage (100 GWh)**

Avec une production de 100 GWh en 2023 (dont 13 GWh de photovoltaïque avec stockage), la filière solaire représente la deuxième source d'énergie renouvelable après la bioénergie. La filière photovoltaïque en Martinique est caractérisée par son caractère diffus, avec une majorité des installations raccordées au réseau de distribution sur des départs comprenant également de la consommation.

### **Eolien avec stockage (34 GWh)**

Avec une production de 34 GWh en 2023, la filière éolienne, avec stockage uniquement en Martinique, représente la troisième source d'énergie renouvelable après la bioénergie et le photovoltaïque. Cette filière se concentre pour le moment sur la commune de Grand-Rivière avec une centrale d'éoliennes avec stockage de 12 MW mise en service le 14 janvier 2019 par NW Energy. D'autres projets de même nature sont attendus dans le Nord Atlantique.

## 1.2.3 Energies renouvelables synchrones (265 GWh)

### **Bagasse-Biomasse (239 GWh)**

La centrale bagasse-biomasse installée sur le site du Galion a été mise en service par Albioma le 26 septembre 2018. Elle est composée d'un groupe fonctionnant à la bagasse et à la biomasse pendant la période sucrière (de février à juin) avec une puissance de 34 MW et à la biomasse le reste du temps, avec puissance de 36,5 MW. La puissance électrique délivrée diminue en période sucrière car une partie de la vapeur produite est consommée par la sucrerie. Du fait de sa puissance et de son nombre d'heures de fonctionnement, elle est devenue dès 2019 la première source de production renouvelable en Martinique.

### **Incinération d'ordures ménagères (26 GWh)**

La Martiniquaise de Valorisation exploite pour le Syndicat Mixte de Traitement et de Valorisation des Déchets (SMTVD) deux lignes de combustion de déchets ménagers dont la puissance électrique est de 4,6 MW.

### **Biogaz (environ 70 MWh)**

Cette source d'énergie est composée de deux installations : le Centre d'Enfouissement Technique de la Trompeuse (0,8 MW) et le Centre de Valorisation Organique du Robert (0,6 MW).

## 1.2.4 Moyens thermiques fossiles (1107 GWh)

En 2023, les moyens fossiles ont produit 1107 GWh. Leur part dans la production totale est de 75 %.

Si les centrales diesel représentent plus de 90% de la production des moyens fossiles, les turbines à combustion (TAC) jouent néanmoins un rôle clé : elles permettent de produire à la pointe du soir, d'apporter de la réserve et de l'inertie au système électrique lorsqu'il en manque ou fonctionnent en moyen de secours en cas d'aléas (ex. : défaillance d'autres moyens de production ou conditions climatiques).

### **Centrale diesel de Bellefontaine (765 GWh)**

Cette centrale comprend douze groupes de 17,6 MW chacun, soit un total de 211 MW. Elle est exploitée par EDF Production Electrique Insulaire (EDF PEI, filiale d'EDF à 100 %).

### **Centrale diesel de Pointe des Carrières (305 GWh)**

La centrale de Pointe des Carrières est équipée de deux groupes diesel de 40,6 MW chacun. Depuis mi-2019, EDF en Martinique a mis en œuvre une modification sur les moteurs diesel de Pointe des Carrières visant à décaler leur plage de fonctionnement, qui est passée de [28 MW – 40 MW] à [16 MW – 28 MW]. Ce changement de plage de fonctionnement permet de répondre à un besoin de flexibilité du système sans pénaliser l'équilibre offre-demande.

### **TACs du Lamentin (7 GWh)**

Une TAC de 4,8 MW est exploitée par la SARA au Lamentin et raccordée au réseau électrique pour un maximum de 1 MW livrable au réseau. Elle sert en premier lieu à alimenter en énergie et en vapeur l'installation propre à la raffinerie. L'excédent d'électricité produit est livré sur le réseau public d'électricité. La production fournie au réseau par cette installation est liée au processus industriel et n'est donc pas modulable en fonction de la demande électrique.

### **TACs de Pointe des Carrières (22 GWh)**

Les TAC 1 et 2 sont installées sur le site de la centrale de Pointe des Carrières d'EDF. La TAC 1 a une puissance de 27 MW tandis que la TAC 2 a une puissance de 19,6 MW. A la suite de la mise en service de la centrale bagasse-biomasse du Galion, la TAC 3 a été déclassée courant 2019.

### **TAC de Bellefontaine (2 GWh)**

La TAC 4, d'une puissance de 22,6 MW, est installée sur le site d'EDF PEI à Bellefontaine.

### **TAC du Galion (5 GWh)**

Sur le site du Galion est installée une TAC de 40 MW exploitée par Albioma, en sus de la centrale biomasse précédemment évoquée.

## **1.2.5 Stockage**

La batterie Madinina 1 (Akuo) d'une puissance de 12 MW et d'une capacité de 12 MWh a été mise en service en 2021. Ce projet a été lauréat pour la catégorie « Arbitrage » du guichet stockage de 2017.

La batterie Novagrid (EDF) d'une puissance 5 MW a également été mise en service en 2021. Ce projet a quant à lui été lauréat pour la catégorie « Réserve primaire » du guichet stockage de 2017.

## 1.2.6 Tableau de synthèse du parc installé au 31/12/2023

Producteur	Site	Type	Date de mise en service	EnR	Pilotable	Synchrone	Niveau de tension	Puissance raccordée (MW)
EDF PEI	Bellefontaine	Diesel	2013	x	✓	✓	HTB	210,7
EDF	Pointe Des Carrières	Diesel	1996	x	✓	✓	HTB	56
EDF	Pointe Des Carrières	TAC fioul	2012	x	✓	✓	HTB	27
EDF	Pointe Des Carrières	TAC fioul	1990	x	✓	✓	HTB	17
EDF	TAC Bellefontaine	TAC fioul	1993	x	✓	✓	HTB	23
SARA	Sara	TAC fioul	1997	x	✓	✓	HTB	5
Albioma	Galion	TAC fioul	2006	x	✓	✓	HTB	40
Albioma	Galion	Biomasse	2018	✓	✓	✓	HTB	36,5
Martiniquaise de valorisation	Fort-De-France	Incinération d'ordures ménagères	2002	✓	x	✓	HTA	5
Multiplés	Multiplés	Biogaz	Multiplés	✓	x	✓	HTA	1,4
Gress	Gress	Eolien avec stockage	2019	✓	x	x	HTA	12
Multiplés	Multiplés	Photovoltaïque avec stockage	Multiplés	✓	x	x	HTA	13
Multiplés	Multiplés	Photovoltaïque	Multiplés	✓.	x	x	HTA/BT	83
EDF	Novagrid	Stockage Réserve	2021	s.o.	s.o.	x	HTA	5
FPV Labroue	Madinina 1	Stockage Arbitrage	2021	s.o.	✓	x	HTA	12

## 2 Le Bilan Prévisionnel s'appuie sur deux scénarios prospectifs, Azur et Émeraude, 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 Émeraude. Ceux-ci reposent sur des corps d'hypothèses contrastés, crédibles et cohérents, dont les principales caractéristiques sont présentées dans le tableau ci-dessous.

	<b>Parc de production</b>	<b>MDE</b>	<b>Mobilité électrique</b>	<b>Population</b>	<b>Macro-économie</b>
<b>Azur</b>	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/central	Scénario PIB/habitant haut
<b>Émeraude</b>	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 bas	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/central 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 Émeraude envisage quant à lui une transition énergétique à un rythme encore plus soutenu, associée à une trajectoire de population basée sur le scénario bas 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 Des dynamiques démographiques et des objectifs de MDE orientant les consommations à la baisse alors que les effets de la mobilité électrique apparaissent à horizon 2030

La construction des trajectoires de consommation<sup>i</sup>, 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 baisse 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) : scénarios haut / médian pour Azur et scénario bas pour Emeraude. Comme l'illustre le tableau ci-dessous, la population est en baisse dans les deux scénarios.

Milliers d'habitants	2023	2029	2033	2040
<b>Azur</b>	353	338	328	313
<b>Emeraude</b>	353	317	292	250

Tableau 6 : hypothèses de population

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 (en augmentation dans les deux scénarios). 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€ <sub>2010</sub> )	2023	2029	2033	2040
<b>Azur</b>	8,6	8,7	8,7	8,9
<b>Emeraude</b>	8,6	7,9	7,4	6,5

Tableau 7 : hypothèses d'évolution du PIB

### 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 pour 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.

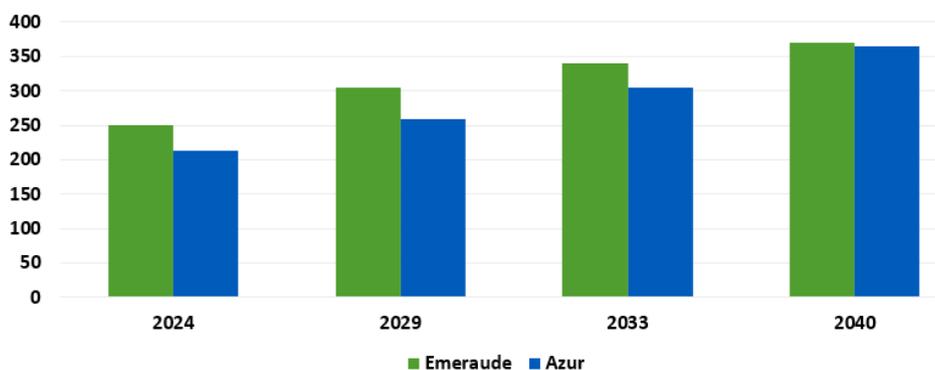


Figure 7 : hypothèses d'économies d'énergie cumulées depuis 2019 issues des actions liées aux cadres de compensation en Martinique (en GWh)

### 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 Martinique avec plus de 3 800 véhicules légers<sup>9</sup> 100% électriques ou hybrides rechargeables en circulation à fin 2023, soit une électrification du parc d'environ 2%.

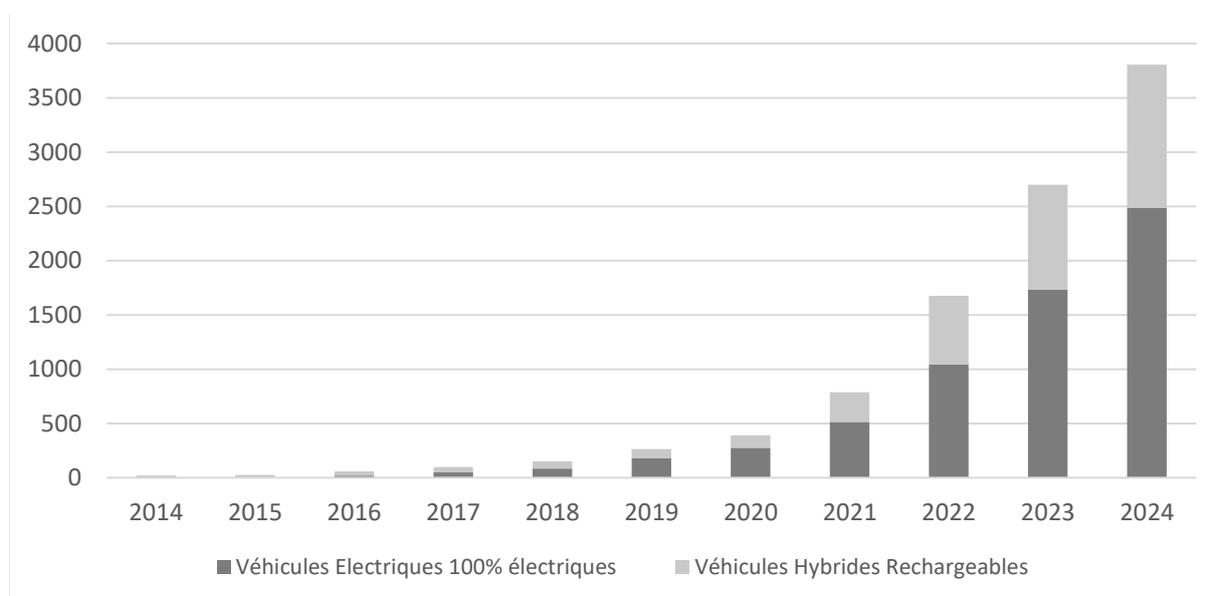


Figure 8 : évolution du parc de véhicules légers 100% électriques et hybrides rechargeables (au 1<sup>er</sup> janvier) en Martinique

<sup>9</sup> 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'hui<sup>10</sup>, des gains en termes d'émissions de CO<sub>2</sub> 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)<sup>11</sup>.

### 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 2022<sup>12</sup>). Cette hypothèse conduit à une part électrifiée du parc des véhicules légers de 63% 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 47% 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 parcourront en 2040 la même distance que les véhicules thermiques aujourd'hui (environ 12 200 km en moyenne ces dernières années<sup>13</sup>). La consommation annuelle des véhicules électriques légers en 2040 représente environ 13% de la consommation totale dans le scénario Azur et 23% dans le scénario Emeraude.

		2023	2029	2033	2040
<b>Azur</b>	Parc VE et VHR (en milliers) <sup>14</sup>	3	15	33	93
	% parc total	1%	7%	16%	47%
	% ventes annuelles	6%	25%	49%	100%
	<b>Consommation annuelle (GWh/an)</b>	6	28	67	192
<b>Emeraude</b>	Parc VE et VHR (en milliers)	3	21	46	100
	% parc total	1%	10%	25%	63%
	% ventes annuelles	6%	55%	82%	100%
	<b>Consommation annuelle (GWh/an)</b>	6	42	99	212

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

<sup>10</sup> En analyse de cycle de vie complète (comprenant notamment la fabrication et le recyclage des batteries).

<sup>11</sup> Ces préconisations sont prises en compte dans les deux scénarios Azur et Emeraude.

<sup>12</sup> Les considérants du texte adopté abordent l'éventualité d'une discussion ultérieure sur l'utilisation de technologies alternatives comme les carburants synthétiques (e-carburants).

<sup>13</sup> <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/donnees-sur-le-parc-automobile-francais-au-1er-janvier-2023>

<sup>14</sup> 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 pendant le creux de nuit mais aussi 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.

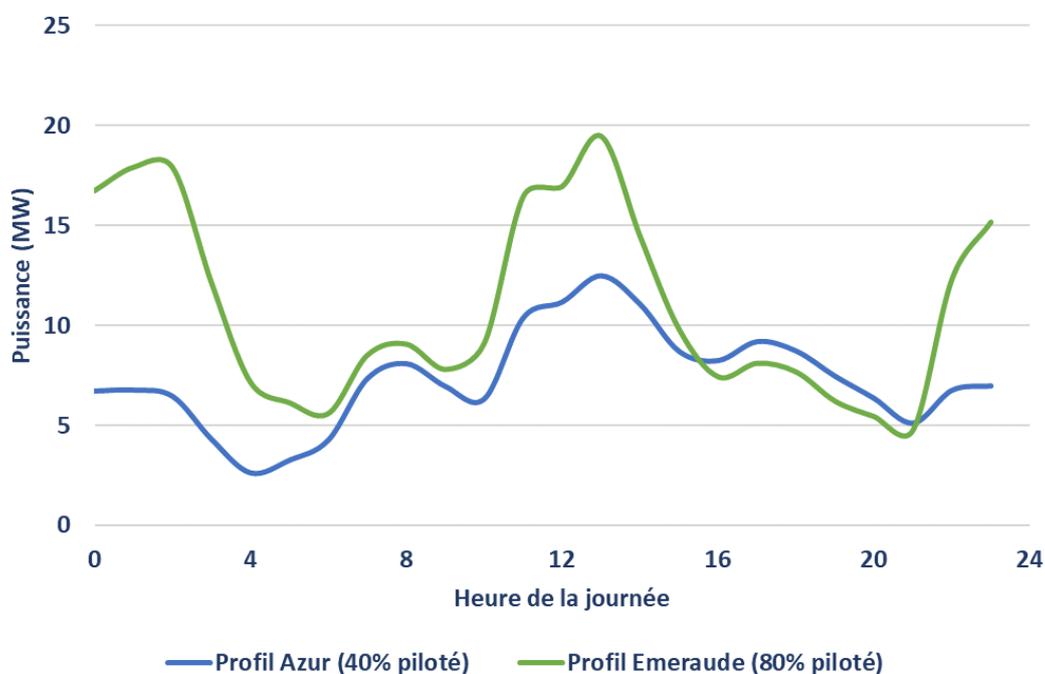


Figure 9 : hypothèses de profils de consommation des véhicules électriques légers pour un jour ouvré en 2033 en Martinique

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 et des navires à quai

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 fossiles<sup>15</sup> et le Parlement européen a adopté en avril 2024 un nouveau règlement visant à réduire les émissions de CO<sub>2</sub> 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. Quant aux navires à quai pour plus de deux heures consécutives, le code de l'environnement impose un seuil maximal d'émissions de soufre, ce qui favorise le développement des navires qui utilisent un branchement électrique à quai afin de stopper leurs machines.

<sup>15</sup> <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000043956924>

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

	<b>Bus et autocars</b>	<b>Poids lourds</b>	<b>Navires à quai</b>
<b>Azur</b>	10%	3%	50%
<b>Emeraude</b>	24%	16%	80%

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

La figure suivante présente les trajectoires de consommations liées à la mobilité électrique en fonction du scénario considéré et montre que les consommations liées à la mobilité lourde sont très faibles comparé à celles liées aux véhicules électriques légers.

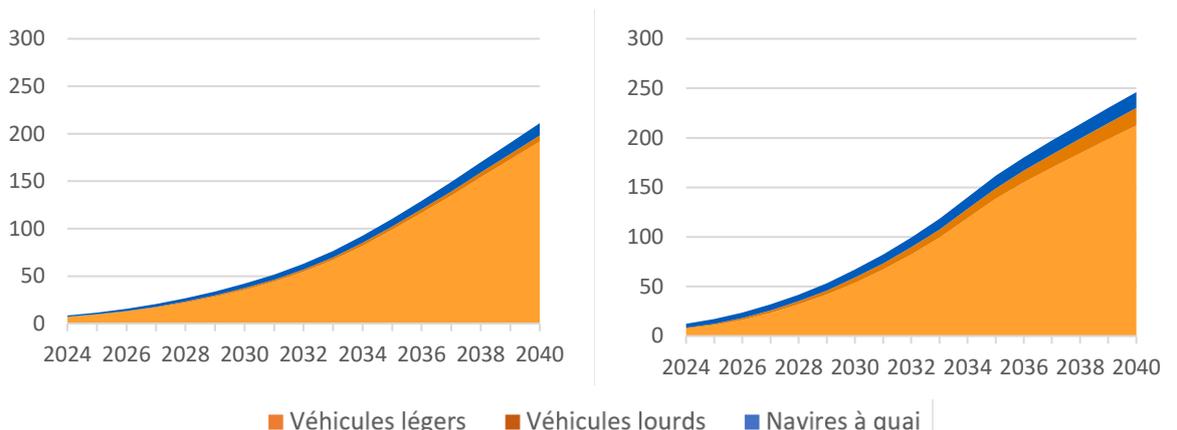


Figure 10 : trajectoire de consommation liée à la mobilité électrique dans les scénarios Azur (à gauche) et Emeraude (à droite), en GWh

## 2.2.4 La consommation est en légère hausse dans Azur en fin d'horizon et en baisse dans Emeraude

Les courbes de charge des années 2019 et 2021 sont utilisées pour mettre en place le profil de consommation au sein d'une année<sup>16</sup>. La consommation martiniquaise comporte une dépendance à la température : toutes choses égales par ailleurs, la consommation est d'environ 5 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.

<b>Azur</b>	<b>2024</b>	<b>2029</b>	<b>2033</b>	<b>2040</b>
<b>Energie moyenne (GWh)</b>	1 489	1 463	1 437	1 503
<b>Pointe (moy. sur 1h) (MW)</b>	231	228	226	243

<b>Emeraude</b>	<b>2024</b>	<b>2029</b>	<b>2033</b>	<b>2040</b>
<b>Energie moyenne (GWh)</b>	1 423	1 264	1 164	1 075
<b>Pointe (moy. sur 1h) (MW)</b>	220	198	186	182

Tableau 10 : trajectoires de consommation<sup>17</sup>

<sup>16</sup> L'année 2020 n'a pas été retenue en raison de sa spécificité liée au contexte sanitaire.

<sup>17</sup> 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 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 1.2, 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 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. Cette dynamique est plus forte dans le scénario Emeraude.

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.

<b>Puissance (MW)</b>		<b>2024</b>	<b>2029</b>	<b>2033</b>	<b>2040</b>
<b>Azur</b>	Thermique fossile	357	357	317	50
	Bioénergie	38	38	37	37
	Géothermie	0	0	0	0
	EnR non synchrones	108	201	221	246
	Autres énergies renouvelables	6	6	6	6
	Stockage <sup>18</sup>	12	32	39	27
<b>Emeraude</b>	Thermique fossile	357	0	0	0
	Bioénergie	38	395	354	87
	Géothermie	0	10	10	50
	EnR non synchrones	108	322	327	465
	Autres énergies renouvelables	6	16	24	24
	Stockage <sup>19</sup>	12	39	39	27

Tableau 11 : puissance installée au 1<sup>er</sup> janvier dans les scénarios Azur et Emeraude<sup>20</sup>

<sup>18</sup> Il s'agit de capacité en injection.

<sup>19</sup> Idem.

<sup>20</sup> 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).

### **Thermique fossile**

La puissance thermique fossile diminue sur la période étudiée. En effet, les groupes diesel de Pointe des Carrières sont considérés arrêtés après 2036. Par ailleurs, le contrat de la centrale de Bellefontaine court jusqu'à 2035. Concernant la TAC 2, elle est en fin de vie et est considérée à l'arrêt.

### **Biomasse et géothermie**

Le scénario Emeraude fait l'hypothèse d'une conversion au bioliquide de la TAC Galion d'ici 2025 et de la centrale de Bellefontaine d'ici 2027. Ce scénario envisage également la conversion aux biocarburants des groupes diesel de Pointe des Carrières, de la TAC1 et de la TAC4 d'ici 2028<sup>21</sup>.

Dans le scénario Emeraude, il est également considéré le développement de projets de géothermie pour une capacité de 10 MW à partir de 2028 et 50 MW en 2040.

Dans les deux scénarios, les unités de biogaz totalisant 1,4 MW sont considérées déclassées à l'horizon 2030.

### **Energies renouvelables non synchrones**

Les énergies renouvelables non synchrones connaissent une forte hausse liée au développement ambitieux du PV et de l'éolien tout au long de l'horizon. En 2040, il est fait l'hypothèse que les capacités solaires (avec ou sans stockage) atteignent ainsi 240 MW dans le scénario Emeraude et 197 MW dans le scénario Azur. A cet horizon, les capacités éoliennes atteignent quant à elles 165 MW dans le scénario Emeraude et 40 MW dans le scénario Azur.

Ces trajectoires incluent le développement des installations de type « PV + stockage » prévu à l'issue des appels d'offre ayant eu lieu.

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 dans le scénario Emeraude le développement d'unités d'incinération des ordures ménagères (ajout de 4 MW additionnels en 2025, de 4 MW additionnels en 2028 et de 5 MW additionnels en 2033) ainsi que le développement de capacités hydrauliques (2 MW à partir de 2025 puis 5 MW à partir de 2033).

### **Stockage**

En plus de la batterie d'arbitrage d'Akuo (considérée avec une fin de contrat entre 2033 et 2038), des moyens de stockage court-terme sont considérés (10 MW en 2026 et 20 MW à partir de 2027). Par ailleurs, un projet de STEP de 7 MW est pris en compte avec une hypothèse de mise en service en 2028 dans le scénario Emeraude et 2033 dans le scénario Azur. La batterie Novagrid étant dédiée au service de réserve primaire, elle n'apparaît pas dans le tableau qui présente les capacités de production.

---

<sup>21</sup> Ces conversions aux biocarburants ne sont pas de nature à altérer l'analyse en besoin de puissance.

### 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 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 :

<b>Installation</b>	<b>Facteur de charge* moyen</b>
PV	13.9%
PV+Stockage Appel d'Offre 2011	11.8%
PV+Stockage Appels d'Offre ultérieurs	13.2%
Eolien	50,0% - 21,7% selon le site et la technologie
Déchets	46,4%
Hydraulique	37,6%
Biogaz	14,3%

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

A noter qu'une période de bridage est prise en compte dans le calcul du coefficient de production moyen des capacités éoliennes. Ce bridage correspond à une mesure environnementale qui vise à limiter l'impact des éoliennes sur les chiroptères.

### 3 Ce Bilan Prévisionnel confirme que le critère de sécurité d’approvisionnement est respecté jusqu’en 2033

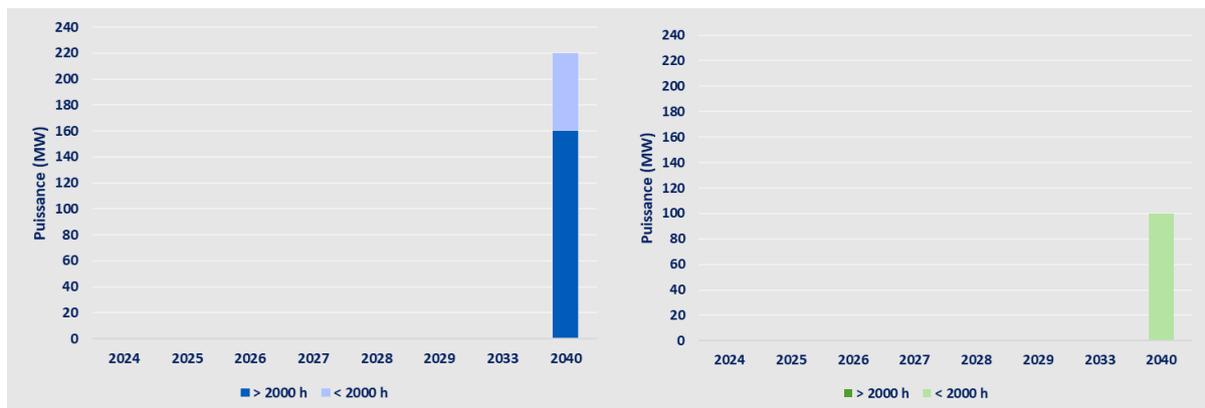
Sur la base des hypothèses explicitées précédemment, un besoin de puissance pilotable apparaît au-delà de 2033. Par ailleurs, le développement des énergies non synchrones nécessitera une adaptation du système pour garantir un bon niveau de sûreté\*. Des flexibilités devront en outre être apportées par la production, le stockage et la demande pour répondre à des besoins amplifiés par la montée en puissance des énergies non pilotables.

#### 3.1 Un besoin de puissance pilotable apparaît au-delà de 2033 en lien avec la fin de contrat des moteurs de Bellefontaine

Les besoins du système<sup>ii</sup> en puissance pilotable complémentaire<sup>22</sup> sont présentés dans le tableau suivant<sup>iii</sup>.

	Hepp <sup>23</sup>	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2033	2040
<b>Azur</b>	>2000 h	0	0	0	0	0	0	0	160
	<2000 h	0	0	0	0	0	0	0	60
<b>Emeraude</b>	>2000 h	0	0	0	0	0	0	0	0
	<2000 h	0	0	0	0	0	0	0	100

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



Le critère de sécurité d’approvisionnement est notamment respecté jusqu’à 2033 inclus. En 2040, un besoin de puissance apparaît avec 220 MW nécessaires dans Azur et 100 MW dans Emeraude. Les fins de contrat de la centrale PEI de Bellefontaine en 2035 et de la centrale de Pointe des Carrières expliquent l’apparition de ce besoin en puissance pilotable. La prolongation du contrat de la centrale de PEI (211 MW), mise en service en 2015, constitue une option envisageable pour couvrir tout ou partie de ces besoins. D’autres leviers comme une intensification des efforts de MDE afin de limiter la demande à la pointe, le développement de moyens de stockage centralisés et pilotés par le gestionnaire du système électrique pour accompagner la montée en puissance des moyens de production EnR intermittente, voire la mise en service de nouveaux actifs thermiques, pourront être activés pour couvrir la totalité du besoin.

<sup>22</sup> Pour caractériser le besoin de puissance permettant de respecter le critère de sécurité d’alimentation, le choix a été fait de considérer des groupes pilotables de 20 MW, pouvant être appelés à  $P_{max}$  tout au long de l’année, sauf 10% du temps. Cette disponibilité et cette taille unitaire ont été fixées au regard de la taille du système et des caractéristiques des centrales déjà présentes.

<sup>23</sup> Hepp : heures équivalent pleine puissance.

## 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 réserve<sup>24</sup>, 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, constituées des filières solaire et éolienne, permettraient de satisfaire entre 22% et 25% de la consommation annuelle pour le scénario Azur et entre 13% et 43%<sup>25</sup> 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.

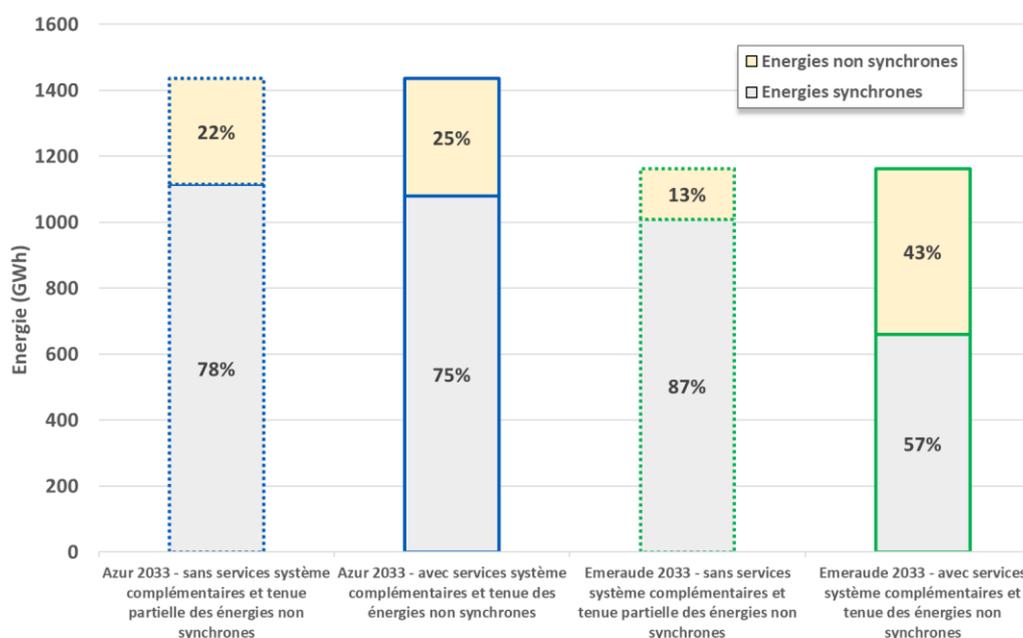


Figure 11 : répartition de la production entre moyens de production synchrones et non synchrones en 2033<sup>26</sup>

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 40%, cette part dépasse 40% 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.

<sup>24</sup> Cf. approfondissements ci-après.

<sup>25</sup> contre 13% en 2023.

<sup>26</sup> Des moyens dédiés à la fourniture de service systèmes sont considérés dans le cas « avec services système complémentaires ».

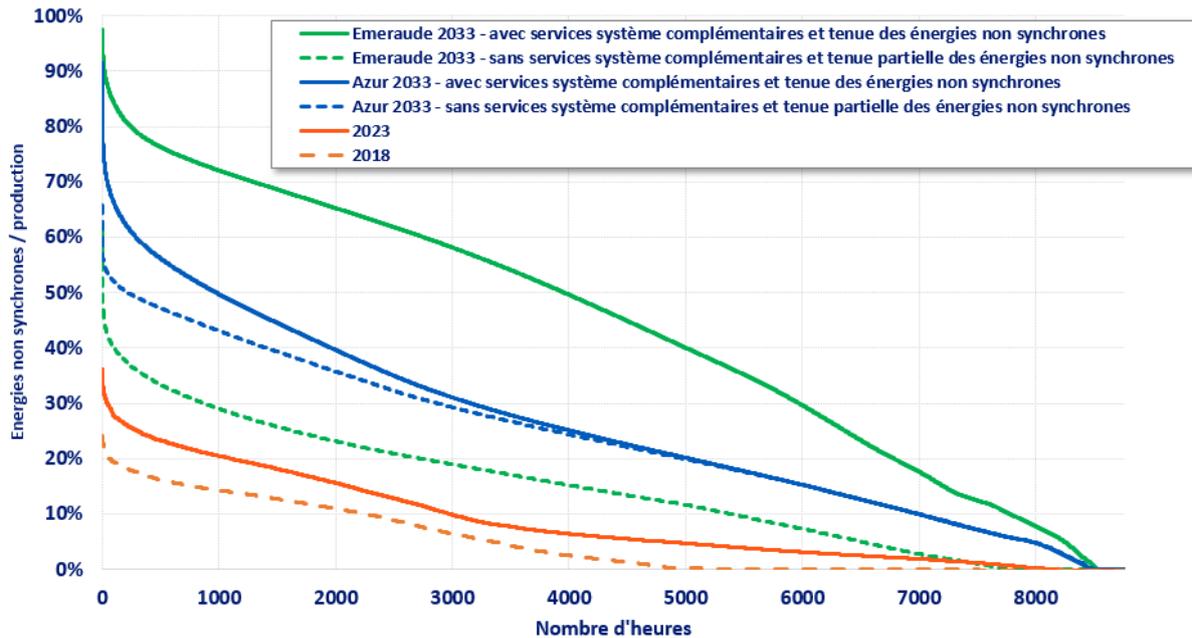


Figure 12 : monotones\* des taux horaires d'énergies non synchrones, exprimés en pourcentages de la production

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 tension<sup>27</sup>. 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 synchrones<sup>28</sup> 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 (batteries ou station de transfert d'énergie par pompage – STEP<sup>29</sup>) 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.

<sup>27</sup> 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).

<sup>28</sup> Voire de batteries munies de mode contrôle dits en *grid forming\**, lorsque cette solution sera suffisamment éprouvée.

<sup>29</sup> Sous réserve de compatibilité de l'installation avec les exigences dynamiques sur la réserve primaire.

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.

### 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 (batteries ou station de transfert d'énergie par pompage – STEP<sup>30</sup>) 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 Martinique pourrait atteindre une cinquantaine de 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 40 MW.

---

<sup>30</sup> Sous réserve de compatibilité de l'installation avec les exigences dynamiques sur la réserve primaire.

### 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), il est indispensable de disposer de suffisamment d'inertie dans le système électrique. Celle-ci est aujourd'hui fournie par les masses tournantes des turboalternateurs des groupes de production<sup>31</sup> et se libère instantanément en cas de déficit soudain de production.

Or les systèmes électriques vont être amenés à voir le développement des filières photovoltaïque et éolienne<sup>32</sup>, qui ne fournissent pas d'inertie et qui vont se substituer aux machines synchrones tournantes, faisant baisser ainsi 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.

Répondre à la contrainte d'inertie via des moyens dédiés, tels que des compensateurs synchrones<sup>33</sup>, apparaît comme une solution permettant d'optimiser le taux d'insertion des EnR tout en réduisant les coûts de gestion annuels. Le volume de tels moyens dédiés pourrait atteindre plusieurs centaines de MWs.

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.

## 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 filières photovoltaïque et éolienne jouent un rôle clef dans le système électrique et leurs puissances installées augmentent sur l'horizon étudié<sup>34</sup>. 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.

---

<sup>31</sup> masses tournantes stockant de l'énergie sous forme d'énergie cinétique.

<sup>32</sup> Le rotor d'une éolienne ne tourne pas à la même fréquence que le réseau.

<sup>33</sup> Voir des batteries munies de mode contrôle dits en *grid forming\**, lorsque cette solution sera suffisamment éprouvée.

<sup>34</sup> avec un doublement de la puissance installée dans Azur et un quadruplement dans Emeraude d'ici à 2033.

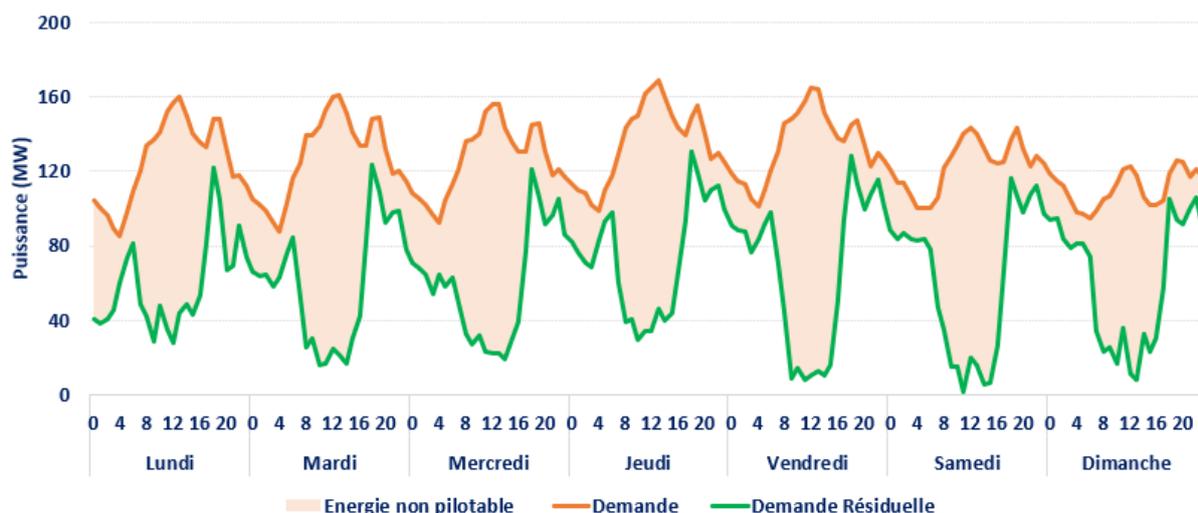


Figure 13 : illustration du besoin de flexibilité en Martinique sur une semaine, dans le scénario Emeraude en 2033

### 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. 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.

### 3.3.3 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.

Ces moyens de stockage pourraient également permettre de répondre aux besoins en puissance pilotable identifiés, comme l'illustre le tableau ci-dessous. Cela s'explique par les marges des autres filières qui permettent d'apporter suffisamment d'énergie pour recharger le stockage. Cette énergie est ensuite utilisée pour répondre à la demande, en complément des autres moyens de production pilotables. On notera que les premiers volumes de stockage installés couvrent efficacement les besoins en puissance pilotable complémentaires. Cette efficacité se réduit au fur et à mesure de l'extension de ces volumes. Des études technico-économiques spécifiques pourront permettre de déterminer les valeurs optimales des puissances et capacités de stockage de tels moyens.

	Hepp <sup>35</sup>	Sans stockage complémentaire	Avec 100 MW/400 MWh de stockage complémentaire	Avec 200 MW/800 MWh de stockage complémentaire
Azur	>2000 h	160	160	160
	<2000 h	60	0	0

Tableau 14 : besoin cumulé de puissance pilotable complémentaire dans le scénario Azur en 2040, selon les volumes de stockage complémentaires considérés (en MW)

### 3.3.4 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 Émeraude. 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 Émeraude en 2033 si la recharge n'était pas du tout pilotée. La demande à la pointe du soir serait accrue de plus d'une dizaine de MW.

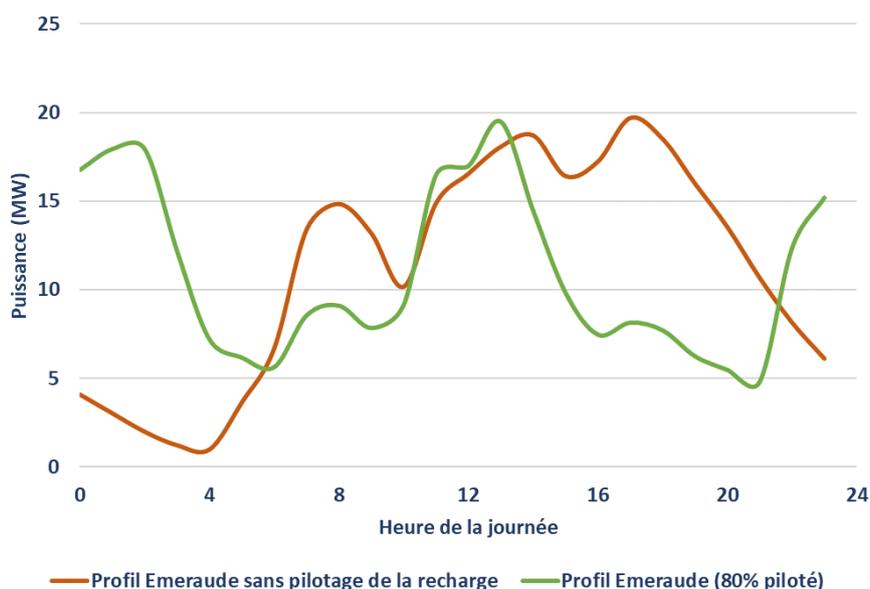


Figure 14 : hypothèses de profils de consommation des véhicules électriques pour un jour ouvré dans le scénario Émeraude en 2033

<sup>35</sup> Hepp : heures équivalent pleine puissance.

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.

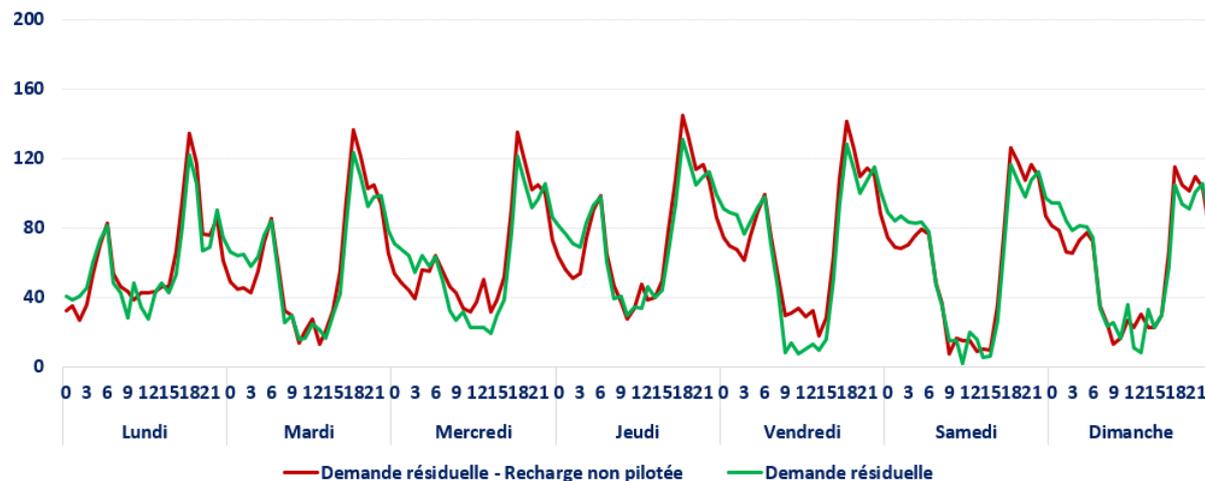


Figure 15 : hypothèses de profils de demande résiduelle pour une semaine type dans le scénario Emeraude en 2033 (en MW)

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 et augmente les coûts de production, qui sont les plus élevés à la pointe.

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 Martinique, 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 15 : recommandations du gestionnaire de réseau pour le raccordement des véhicules électriques (2022)

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 (CO<sub>2</sub>).

### 3.4 Le développement de capacités d'accueil des EnR et la résilience de l'alimentation de l'électricité vis-à-vis d'évènements climatiques extrêmes et dépendront de l'évolution de la structure du réseau de transport

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.

Dans le cas contraire, des renforcements du réseau haute tension sont souvent nécessaires lors de l'arrivée de nouveaux moyens de production ou de stockage. Or les délais de construction des lignes 63 kV sont généralement plus longs que ceux de réalisation des centrales. Il est donc nécessaire de prendre en compte les besoins de renforcement du réseau 63 kV dès le début des réflexions sur les projets de moyens de production.

Le Schéma de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables (S2REnR\*) en vigueur en Martinique intègre notamment la création d'une liaison souterraine entre les postes de Trinité et Lamentin (la mise en service est prévue fin 2027) en prévision du développement des énergies renouvelables dans la zone Nord Atlantique, tel que prévu dans le cadre du schéma actuel.

Dans les zones Nord Atlantique et Nord Caraïbe, toutes les capacités réservées dans le S2REnR ont été utilisées en activant tous les transferts de capacité possibles : toutes les capacités physiques d'accueil de la production EnR aux postes sources ont été épuisées.

Par ailleurs, l'évacuation de la production Nord-Caraïbes (incluant la centrale PEI de Bellefontaine ainsi que la TAC4 et le développement des EnR de la zone) est limitée par les capacités de transit des liaisons haute tension. La présence de moyens de production localisés au sud de Fort-de-France (notamment Centrale de Pointe des Carrières, TAC d'hydrobase et de la SARA) permet cependant de limiter les durées de contraintes induites, garantit une exploitation en sûreté et assure la résilience du système que ce soit à réseau complet ou lors de consignations d'ouvrages pour la réalisation de leur maintenance. Néanmoins, certains cas particuliers de fortuits de ces groupes peuvent rendre l'exploitation du système plus fragile et réduisent les marges de manœuvre.

Cette saturation des réseaux HTB du Nord Atlantique et du Nord Caraïbe liée à l'épuisement des capacités de puissance réservées et physiques conduit EDF SEI à proposer d'engager la révision S2RENr du territoire. Les études permettront d'actualiser les capacités d'accueil et la caractérisation des contraintes (en durée et profondeur) dans les postes sources et sur les liaisons haute tension afin d'envisager les stratégies à mettre en œuvre à moyen/long terme en fonction des volumes par filière de production et de la spatialisation optimale des futurs moyens de production envisageables.

Les gisements importants de production EnR notamment dans le Nord Atlantique pourraient amener à décider de nouveaux investissements HTB et des adaptations des postes sources avec les délais et coûts de réalisation significatifs afférents à prendre en considération.

Par ailleurs, les solutions proposées, quelles qu'elles soient, devront permettre d'assurer les marges nécessaires à une exploitation robuste du système en intégrant le devenir des moyens de production pilotables répartis sur le territoire car ces moyens pilotables garantissent actuellement la résilience du système<sup>36</sup>. Tout arrêt total ou partiel de ces moyens de production devra donc être évalué à l'aune de leur impact sur la sûreté et la

---

<sup>36</sup> vis-à-vis des contraintes de réseau en régime normal comme en régime de consignation ou vis-à-vis de phénomènes climatiques extrêmes.

résilience du système, et très probablement précédé de la mise en œuvre d'une combinaison de leviers pour les garantir dans la durée, notamment par le renforcement du réseau entre le Nord Caraïbe et Fort-de-France ou l'ajout de compensation synchrone en cohérence avec la vision long terme apportée par le futur schéma directeur HTB.

Enfin, les volumes importants de moyens de stockage multi-services nécessaires pour assurer une insertion sûre et optimale des EnR au sein du système électrique ouvrent la question de leur spatialisation, tant pour garantir l'apport de leurs services sans accentuer les contraintes réseau, que pour fournir des solutions de flexibilité supplémentaires. Ces questions feront l'objet d'analyses spécifiques en prévision des prochains guichets stockage.



# 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<sub>u</sub>)** : le coefficient d'utilisation, exprimé en pourcents, est le quotient de l'énergie produite par une installation pendant une période et de 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.

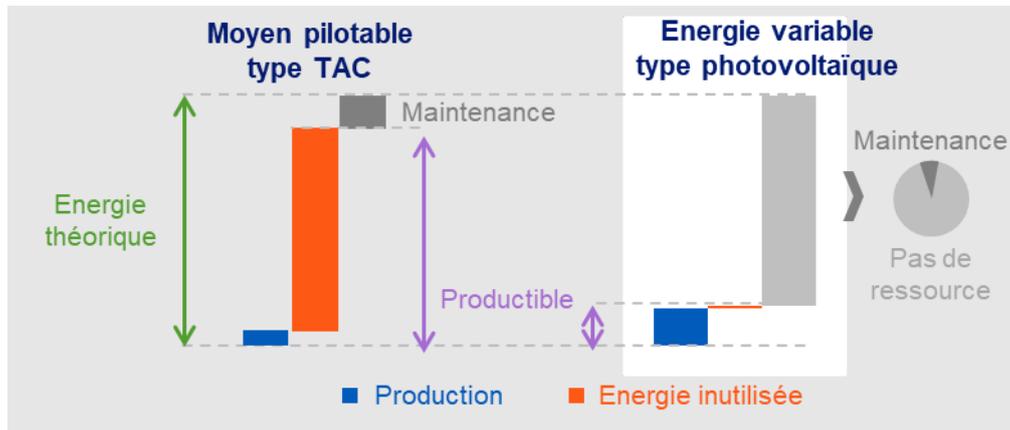


Figure 16 : illustration de la répartition des énergies produite et théorique

**Commission de régulation de l'énergie (CRE)** : autorité administrative indépendante, créée le 24 mars 2000 - [www.cre.fr](http://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 Solidaire<sup>37</sup>] : 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.

<sup>37</sup> [www.ecologique-solidaire.gouv.fr/securite-dapprovisionnement-en-electricite](http://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 de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement (DEAL)** : 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 (DGECC)** : 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-dgecc](http://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/direction-generale-lenergie-et-du-climat-dgecc)

**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 16 : 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/m<sup>2</sup>.

**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.

---

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

<sup>ii</sup> 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.

<sup>iii</sup> 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.



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](http://www.edf.com)