

# **BILAN PRÉVISIONNEL**

**de l'équilibre offre-demande  
d'électricité en Martinique**

**2022**



## Résumé

EDF Systèmes Energétiques Insulaires (SEI), en sa qualité de gestionnaire de réseau, a pour mission d'identifier les risques de déséquilibre entre les besoins en électricité du territoire et l'offre disponible pour les satisfaire, ainsi que les éventuels besoins en puissance permettant de garantir le respect du critère de défaillance. Cet exercice est réalisé au travers du Bilan Prévisionnel.

L'analyse du dimensionnement du parc de la Martinique de 2022 à 2038 est réalisée selon une approche stochastique visant le respect du critère de trois heures de défaillance annuelle inscrit dans la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

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
<b>Azur</b>	Parc connu et développement important des EnR	80 % du cadre de compensation en 2023 puis poursuite ambitieuse des actions	Fin de vente des véhicules thermiques légers en 2040 et 40 % de recharge pilotée	Scénario INSEE haut/central	Scénario PIB/habitant haut
<b>Emeraude</b>	Parc connu et développement très conséquent des EnR	100 % du cadre de compensation en 2023 puis poursuite très ambitieuse des actions	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 et augmente ou se stabilise en fin d'horizon. 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 tirent les trajectoires de consommation à la baisse. Les pointes de consommation connaissent quant à elles une hausse à long-terme dans le scénario Azur et une stabilisation dans le scénario Emeraude, portées par les véhicules électriques, dont la recharge partiellement optimisée permet 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, certains groupes thermiques sont convertis au bioliquide d'ici à 2028 (Bellefontaine et Galion).

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 2038 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, le système électrique verrait apparaître de nouveaux besoins en puissance pilotable à horizon 15 ans. En 2038, en raison de l'hypothèse de fin de contrat de la centrale de Bellefontaine, un besoin de puissance de 220 MW apparaîtrait ainsi dans Azur, tandis qu'un besoin de 100 MW apparaîtrait dans Emeraude.

Par ailleurs, les analyses apportent des éclairages essentiels sur d'autres aspects du système électrique. Ainsi, la mise en place du pilotage de la recharge du véhicule électrique s'avère indispensable pour gérer au mieux la courbe de demande au fil de la journée. Enfin, le fort développement des énergies renouvelables fatales induira un besoin de flexibilité horaire accru et nécessitera que soient mis en œuvre des leviers d'accompagnement : respect par les installations de production d'énergie renouvelable des performances exigées (notamment sur creux de tension) et développement de services systèmes.

## Sommaire

### **Le Bilan Prévisionnel éclaire, pour les quinze prochaines années, les besoins d'un système électrique en transition ..... 7**

#### **1 En 2021, la consommation a poursuivi son recul et les énergies renouvelables ont représenté un peu plus d'un quart de la production ..... 8**

##### **1.1 La consommation en énergie et la puissance à la pointe ont continué à reculer en 2021..... 9**

###### **1.1.1 Une consommation annuelle et une pointe dans la continuité de celle de l'année 2020..... 9**

###### **1.1.2 La demande est concentrée sur les pôles d'activités majeurs ..... 10**

###### **1.1.3 Les actions de maîtrise de la demande en énergie continuent leur progression 10**

##### **1.2 La production d'électricité d'origine renouvelable progresse légèrement .... 11**

###### **1.2.1 Les principaux moyens de production sont concentrés sur le centre-nord du territoire..... 11**

###### **1.2.2 Energies renouvelables non synchrones (134 GWh) ..... 12**

###### **1.2.3 Energies renouvelables synchrones (253 GWh) ..... 12**

###### **1.2.4 Moyens thermiques fossiles (1120 GWh) ..... 12**

###### **1.2.5 Stockage ..... 13**

###### **1.2.6 Tableau de synthèse du parc installé au 31/12/2021 ..... 14**

##### **1.3 L'équilibre offre-demande ..... 15**

#### **2 Le Bilan Prévisionnel s'appuie sur deux scénarios prospectifs, Azur et Emeraude, afin d'explorer des futurs possibles .....16**

##### **2.1 Des évolutions majeures du système électrique sont attendues à l'horizon 15 ans 16**

###### **2.1.1 Un fort développement de la mobilité électrique ainsi que des actions ambitieuses de maîtrise de la demande en énergie sont à attendre dans les prochaines années 16**

###### **2.1.2 Les scénarios retenus pour les analyses reflètent les changements en cours .. 17**

##### **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 ..... 18**

###### **2.2.1 La population est en baisse dans les deux scénarios ..... 18**

###### **2.2.2 Les actions de maîtrise de la demande en énergie seront structurantes pour le niveau de consommation ..... 18**

2.2.3	Les deux scénarios font l'hypothèse d'un développement rapide du véhicule électrique dont la recharge partiellement optimisée permet de limiter l'impact à la pointe	20
2.2.4	La consommation est en légère hausse dans Azur et en baisse dans Emeraude	23
2.3	La puissance du parc installé est marquée par une croissance soutenue des énergies renouvelables.....	25
2.3.1	L'évolution de la puissance installée résulte essentiellement de la décroissance du parc actuel et de l'arrivée de nouveaux actifs.....	25
2.3.2	La disponibilité des actifs est déterminée en fonction des technologies .....	27
<b>3</b>	<b>Le critère de sécurité d'approvisionnement est respecté jusqu'en 2033 et le système électrique nécessitera de plus en plus de flexibilité .....</b>	<b>28</b>
3.1	Un besoin de puissance pilotable apparaît en 2038 en lien avec la fin de contrat des moteurs de Bellefontaine .....	28
3.2	La gestion du système devra être adaptée en fonction du développement des énergies non synchrones pour garantir un bon niveau de sûreté.....	29
3.2.1	La robustesse des installations est indispensable pour accompagner l'augmentation des énergies non synchrones .....	29
3.2.2	Le développement des énergies non synchrones doit s'accompagner de services systèmes pour permettre leur insertion .....	30
3.3	La montée en puissance des énergies non pilotables accentue les besoins en flexibilité du système.....	31
3.3.1	Le profil de demande résiduelle est modifié et le besoin de flexibilité augmente	31
3.3.2	Le besoin en modulation augmente sur l'horizon et est principalement tiré par le développement de la filière photovoltaïque .....	32
3.4	L'implantation des moyens de production au plus proche des poches de consommation permet d'optimiser la structure du réseau.....	33
	<b>Glossaire .....</b>	<b>34</b>

## Le Bilan Prévisionnel élaire, 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 permettant de garantir le respect du critère de défaillance\*, fixé dans la Programmation pluriannuelle de l'énergie\* (PPE) de la Martinique<sup>1</sup> à trois heures par an, en moyenne. Il repose sur les informations disponibles début 2022, dont les dernières estimations de l'INSEE.

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 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 Emeraude. 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>2</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 dont les résultats sont présentés en troisième partie.

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

---

<sup>1</sup> Décret no 2018-852 du 4 octobre 2018 relatif à la Programmation pluriannuelle de l'énergie de la Martinique.

<sup>2</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 En 2021, la consommation a poursuivi son recul et les énergies renouvelables ont représenté un peu plus d'un quart de la production

Ce paragraphe fournit des éléments chiffrés sur l'état du système martiniquais en 2021. 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
<div>Système électrique et production</div> 	<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 publiés 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>
<div>Infrastructures</div> 	<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>
<div>Consommation d'électricité</div> 	<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>3</sup>) publié sur le site du ministère de la Transition écologique. Les effacements de consommation mensuels sont également publiés.</p>
<div>Efficacité énergétique</div> 	<p>Depuis 2018, les actions de maîtrise de la demande en énergie effectuées auprès des particuliers et dont le gestionnaire de réseau a connaissance sont publiées.</p>
<div>Mobilité électrique</div> 	<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 en 2022 sur le portail Open Data d'EDF, gestionnaire de réseau dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental

<sup>3</sup> <https://www.insee.fr/fr/metadonnees/definition/c1523>



## 1.1 La consommation en énergie et la puissance à la pointe ont continué à reculer en 2021

### 1.1.1 Une consommation annuelle et une pointe dans la continuité de celle de l'année 2020

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.

Energie livrée au réseau	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Energie nette (GWh)	1617	1576	1591	1577	1562	1570	1587	1560	1518	1527	1506	1504
Croissance (par rapport à l'année précédente)		-2,5%	1,0%	-0,9%	-1,0%	0,5%	1,1%	-1,7%	-2,7%	0,6%	-1,4%	-0,1%

Puissance de pointe	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Puissance (MW)	242	242	253	244	243	242	245	232	236	231	229	228
Croissance (par rapport à l'année précédente)		0,0%	4,5%	-3,6%	-0,4%	-0,4%	1,2%	-5,3%	1,7%	-2,3%	-0,7%	-0,4%

Tableau 2 : historique du niveau de demande

En 2021, la consommation est stable par rapport à 2020, avec un léger écart de -0,1%. L'effet de la crise sanitaire moindre en 2021 est contrebalancé par la poursuite de la baisse de la démographie observée ces dernières années et par des mesures d'efficacité énergétique.

La puissance de pointe maximale de l'énergie livrée au réseau (en moyenne sur une heure) a atteint 228 MW au cours d'une journée du mois de juin, soit une variation de -0,4 % par rapport à l'année précédente.

L'énergie facturée s'est répartie selon les différents types de clients de la manière suivante : 64% au tarif bleu (petites entreprises et clients domestiques) et 36 % au tarif jaune 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 facturée aux clients raccordés, sont de 135 GWh soit 9,0 % de l'énergie livrée au réseau.

### 1.1.2 La demande est concentrée sur les pôles d'activités majeurs

La figure ci-dessous présente la répartition des foyers de consommation en 2021.

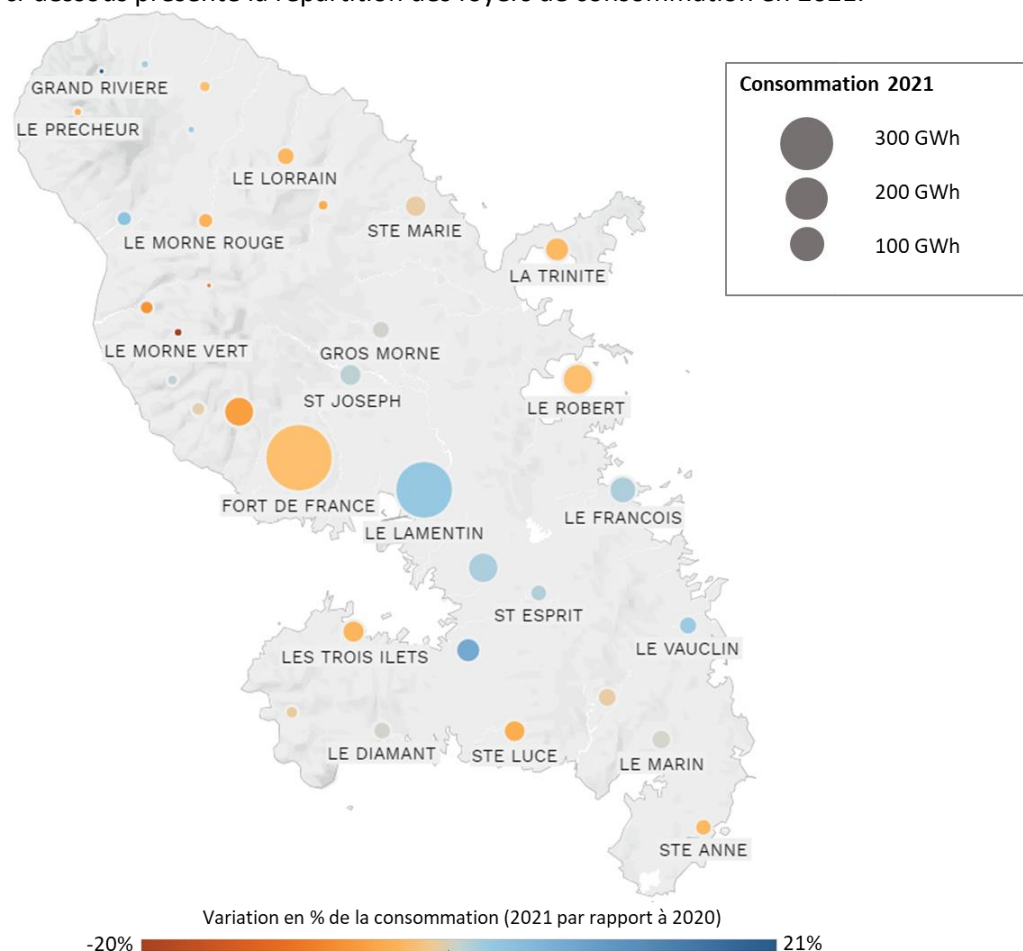


Figure 1 : répartition de la consommation par commune en 2021

La consommation du territoire se concentre autour des pôles d'activité majeurs : Fort de France et le Lamentin.

### 1.1.3 Les actions de maîtrise de la demande en énergie continuent leur progression

La montée en puissance des actions de maîtrise de la demande en énergie se confirme, comme l'illustre le tableau ci-dessous qui présente l'évolution des économies réalisées par secteur depuis la mise en place du cadre de compensation en 2019.

Actions de MDE (GWh)	2019	2020	2021
Chauffe-eaux solaires individuels	7.9	11	9.7
Pose d'isolation dans le secteur résidentiel	3.2	11.9	5.3
Pose d'isolation dans le secteur tertiaire	1.1	0.4	0.7
Installation de climatiseurs performants sur le marché des professionnels	2	1.4	2.2
<b>Total d'économies annuelles réalisées par les actions de l'année (GWh)</b>	<b>32.7</b>	<b>30.8</b>	<b>41.9</b>
<b>Total d'économies annuelles réalisées par le cumul des actions depuis 2019 (GWh)</b>	<b>32.7</b>	<b>63.5</b>	<b>105.4</b>

Tableau 3 : actions de maîtrise de la demande en énergie sur les trois dernières années

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

Depuis la mise service de la centrale bagasse-biomasse du Galion en 2018, la part des énergies renouvelables est proche de 25%.

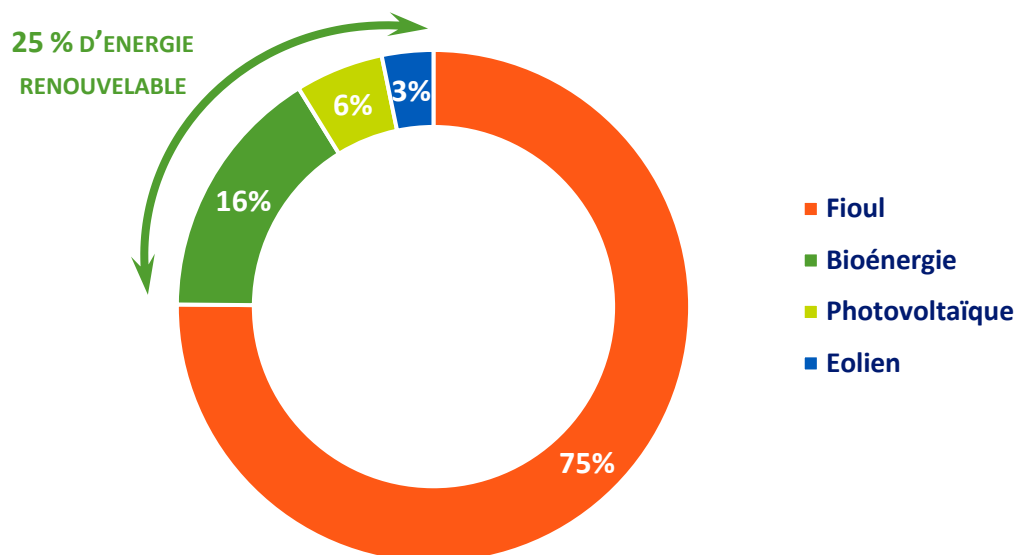


Figure 2 : mix électrique de l'année 2021

En 2021, la part des énergies renouvelables dans le mix a atteint 25%, portée essentiellement par les filières biomasse, photovoltaïque et éolien.

### 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.

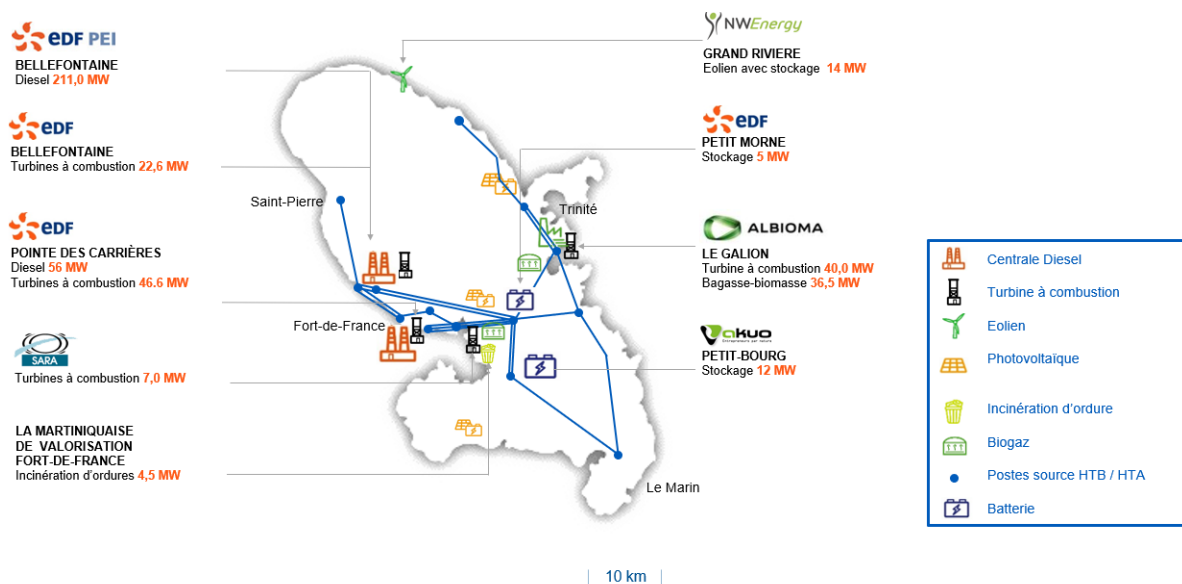


Figure 3 : carte du système électrique de la Martinique au 31/12/2021 - Seules les installations de plus de 1,5 MW sont représentées

### 1.2.2 Energies renouvelables non synchrones (134 GWh)

#### **Photovoltaïque avec et sans stockage (85 GWh)**

Avec une production de 85 GWh en 2021, la filière solaire représente la deuxième source d'énergie renouvelable après la bioénergie. A la suite des appels d'offres lancés pour des installations photovoltaïques avec stockage, plusieurs installations photovoltaïques couplées à des batteries ont été mises en service, totalisant 11,6 MWc de puissance installée à fin 2021. 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 et sans stockage (49 GWh)**

Avec une production de 49 GWh en 2021, la filière éolienne 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 14 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 (253 GWh)

#### **Bagasse-Biomasse (228 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 (24 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 4,5 MW.

#### **Biogaz (environ 1 GWh)**

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 (1120 GWh)

En 2021, les moyens fossiles ont produit 1120 GWh. Leur part dans la production totale est en baisse, passant de 77% en 2020 à 75 % en 2021, du fait de conditions favorables pour les productions éolienne et bioénergie.

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 l'inertie au système électrique lorsqu'il en manque ou de fonctionner en moyen de secours en cas d'aléas (ex. : défaillance d'autres moyens de production ou conditions climatiques).

#### **Centrale diesel de Bellefontaine (841 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 (210 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 oeuvre une modification sur les moteurs diesels de Pointe des Carrières visant à décaler leur plage de fonctionnement, qui est passée de [28 MW – 40 MW] à [13 MW – 28 MW] grâce au retrait sur chaque moteur de l'un des quatre turbocompresseurs. 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 (4 GWh)**

Deux TAC de 4,8 MW chacune sont exploitées par la SARA au Lamentin et raccordées au réseau électrique pour un maximum de 7 MW livrable au réseau. Elles servent 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 (44 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 (1 GWh)**

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

### **TAC du Galion (19 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 rapide » du guichet stockage de 2017.

### 1.2.6 Tableau de synthèse du parc installé au 31/12/2021

Producteur	Site	Type	Date de mise en service	EnR	Pilotable	Synchrone	Niveau de tension	Puissance raccordée (MW)
EDF PEI	Bellefontaine	Diesel	2013	✗	✓	✓	HTB	210,7
EDF	Pointe Des Carrières	Diesel	1996	✗	✓	✓	HTB	56
EDF	Pointe Des Carrières	TAC fioul	2012	✗	✓	✓	HTB	27
EDF	Pointe Des Carrières	TAC fioul	1990	✗	✓	✓	HTB	17
EDF	TAC Bellefontaine	TAC fioul	1993	✗	✓	✓	HTB	22
SARA	Sara	TAC fioul	1997	✗	✓	✓	HTB	7
Albioma	Galion	TAC fioul	2006	✗	✓	✓	HTB	40
Albioma	Galion	Biomasse	2018	✓	✓	✓	HTB	36,5
Martiniquaise de valorisation	Fort-De-France	Incinération d'ordures ménagères	2002	✓	✗	✓	HTA	4,5
Multiples	Multiples	Biogaz	Multiples	✓	✗	✓	HTA	1,4
Gress	Gress	Eolien avec stockage	2019	✓	✗	✗	HTA	12
Madinergie	Diamant	Photovoltaïque avec stockage	2016	✓	✗	✗	HTA	2,5
SPV Destrellan	Services Techniques Du Lamentin	Photovoltaïque avec stockage	2019	✓	✗	✗	HTA	0,7
SPV Pointe Jarry	Sema	Photovoltaïque avec stockage	2019	✓	✗	✗	HTA	0,5
Tenesol SPV1	Tenesol Spv1 Prod	Photovoltaïque avec stockage	2019	✓	✗	✗	HTA	4
APEX DOM	Apex Dom Segur	Photovoltaïque avec stockage	2021	✓	✗	✗	HTA	1,3
LGDM-SUN	reedom Martinique	Photovoltaïque avec stockage	2021	✓	✗	✗	HTA	1,2
P3ISUN	Sun Martinique	Photovoltaïque avec stockage	2021	✓	✗	✗	HTA	1,3
Potiche 2	Macouba	Photovoltaïque	2011	✓	✗	✗	HTA	4,7
Solaire du Lazaret	Le Robert	Photovoltaïque	2011	✓	✗	✗	HTA	1,1
Albioma Quantum	Lassale Sainte-Marie	Photovoltaïque	2010	✓	✗	✗	HTA	4,5
Parc solaire du Lorrain	Le Lorrain	Photovoltaïque	2012	✓	✗	✗	HTA	3,8
Valorene	Bonne Mère Ducos	Photovoltaïque	2011	✓	✗	✗	HTA	4,1
SPV Durimel	Socomor Le Morne Rouge	Photovoltaïque	2011	✓	✗	✗	HTA	1
Multiples	Multiples	Photovoltaïque	Multiples	✓	✗	✗	HTA/BT	49,5
EDF	Novagrid	Stockage Réserve	2021	s.o.	s.o.	✗	HTA	5
FPV Labroue	Madinina 1	Stockage Arbitrage	2021	s.o.	✓	✗	HTA	12

### 1.3 L'équilibre offre-demande

La consommation martiniquaise est peu saisonnalisée. 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.

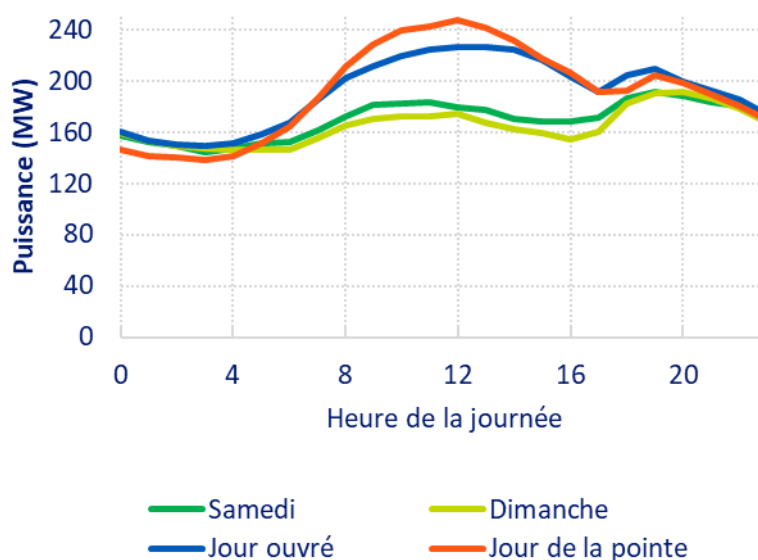


Figure 4 : exemple de structure journalière de la demande en 2021

La figure suivante 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.

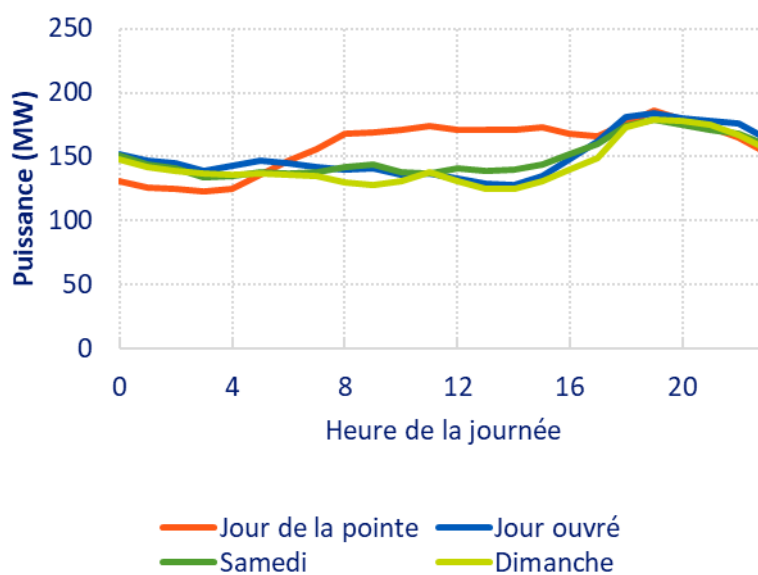


Figure 5 : demande résiduelle sur les mêmes journées de 2021

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

Le système électrique vit une période charnière durant laquelle il va connaître des modifications profondes. Celles-ci pourront survenir à un rythme plus ou moins soutenu. Afin d'explorer les futurs possibles, les analyses se basent sur deux scénarios, Azur et Emeraude, dont les sous-jacents, contrastés, crédibles et cohérents, sont présentés dans ce paragraphe.

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

#### 2.1.1 Un fort développement de la mobilité électrique ainsi que des actions ambitieuses de maîtrise de la demande en énergie sont à attendre dans les prochaines années

La consommation électrique dépend au premier ordre :

- de la démographie,
- de l'activité économique du territoire,
- des actions de maîtrise de la demande en énergie (MDE) réalisées et
- du transfert d'usage entre l'électricité et d'autres sources d'énergie (transport par exemple).

Le Bilan Prévisionnel 2022 confirme deux tendances importantes sur ces sous-jacents : un plan ambitieux d'actions de MDE et le fort développement du véhicule électrique.



## 2.1.2 Les scénarios retenus pour les analyses reflètent les changements en cours

Les évolutions du système électrique, ainsi que d'éventuelles ruptures, ne peuvent pas être anticipées avec certitude. Ainsi, les analyses du Bilan Prévisionnel n'ont pas vocation à prévoir le futur, mais plutôt à explorer des futurs possibles par la mise en place des deux scénarios Azur et Emeraude. Ceux-ci reposent sur des corps d'hypothèses contrastés, crédibles et cohérents, dont les principales caractéristiques sont présentées dans le tableau ci-dessous. Pour rendre compte des incertitudes relatives à l'activité économique (illustrées notamment lors de la crise sanitaire en 2020 et 2021), il apparaît utile de scénariser l'aspect "PIB/Habitant". Par ailleurs, les aspects MDE ainsi que le développement du véhicule électrique sont des axes structurants et différencient à ce titre les deux scénarios.

	Parc de production	MDE	Mobilité électrique	Population	Macro-économie
Azur	Parc connu et développement important des EnR	80 % du cadre de compensation en 2023 puis poursuite ambitieuse des actions	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	100 % du cadre de compensation en 2023 puis poursuite très ambitieuse des actions	Fin de vente des véhicules thermiques légers en 2035 et 80 % de recharge pilotée	Scénario INSEE bas	Scénario PIB/habitant bas

Tableau 4 : 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 (réalisation du cadre de compensation en 2023 à hauteur de 80 % puis poursuite des efforts à un rythme comparable) et l'électrification de l'usage transport est en hausse par rapport à aujourd'hui (permettant d'atteindre la fin de vente des véhicules thermiques en 2040) avec un degré médian de pilotage de la recharge.

Le scénario Emeraude envisage quant à lui une transition énergétique à un rythme encore plus soutenu, associée à une trajectoire de population basée sur le scénario 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 (pleine réalisation du cadre de compensation en 2023 puis poursuite des efforts à un rythme ambitieux) et enfin une forte électrification de l'usage transport (permettant d'atteindre la fin de vente des véhicules thermiques légers en 2035) 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 repose sur plusieurs hypothèses : la démographie, l'économie, le développement du véhicule électrique ou encore les variations saisonnières et journalières de température<sup>i</sup>. La suite de ce paragraphe expose des éléments quantitatifs sur le paramétrage retenu pour les sous-jacents des trajectoires de consommation.

### 2.2.1 La population est en baisse dans les deux scénarios

Les projections démographiques sont réalisées en se basant sur la population 2021 et en y appliquant les taux de croissance prévus par l'INSEE en 2017 (modèle Omphale 2017) : scénarios haut / médian pour Azur et scénario bas pour Emeraude. La population est en baisse dans les deux scénarios.

Milliers d'habitants	2021	2028	2033	2038
Azur	356	340	332	323
Emeraude	356	325	304	281

Tableau 5 : 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 (M€ <sub>2010</sub> )	2021	2028	2033	2038
Azur	8 821	9 167	9 503	9 812
Emeraude	8 821	8 274	7 912	7 455

Tableau 6 : hypothèses d'évolution du PIB

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

Sous l'impulsion du Programme Territorial de Maitrise de l'Energie (PTME), porté par la Collectivité Territoriale de Martinique (CTM) avec l'ADEME\*, la DEAL\*, le Syndicat Mixte d'Electricité de la Martinique (SMEM) 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'énergie (CRE) du 17 janvier 2019<sup>4</sup>. 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. Il offre ainsi des perspectives ambitieuses pour les actions de MDE tout en sécurisant leur financement.

<sup>4</sup> En application de la Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 2 février 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen des petites actions visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les zones non interconnectées.

La délibération n°2021-342 de la CRE du 18 novembre 2021 a validé le 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. Les hypothèses de MDE de ce Bilan Prévisionnel 2022 tiennent compte de cette validation.

Le cadre comporte des actions standards relativement génériques (comme l'installation de chauffe-eaux solaires ou l'isolation des bâtiments) ainsi que des actions non-standards caractérisées par un niveau élevé de dépendance au site d'implantation (comme l'installation d'équipements performants chez un industriel). Si elles sont toutes réalisées, ces actions permettront de réduire la consommation d'environ 225 GWh à l'horizon 2023.

Comme l'illustre la figure suivante, différents types de clients et différents aspects de leur consommation sont ciblés par les actions standards.

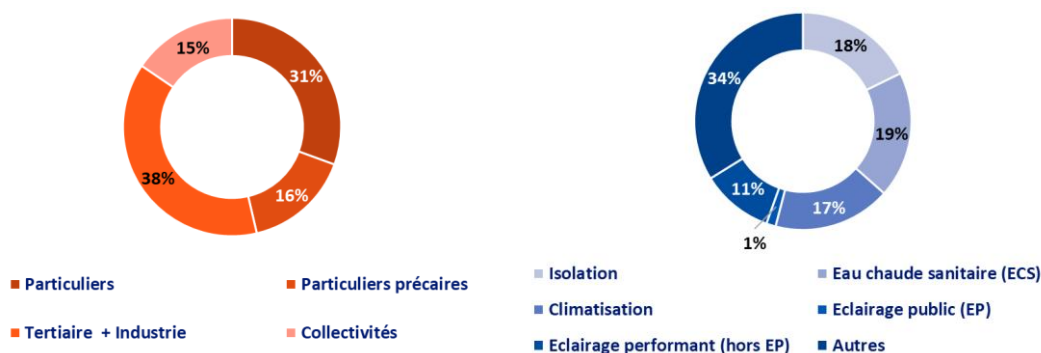


Figure 6 : décomposition (en énergie) des actions standards du cadre de compensation par type d'actions et par type de clients sur la période 2019-2023

Au-delà de 2023, il n'existe à ce jour pas de décision concernant un nouveau cadre de compensation. Les économies cumulées entre les années 2021 et 2023 sont estimées en incluant la révision du cadre de compensation d'avril 2021. Les économies ultérieures sont extrapolées à 2038 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 économies d'énergie cumulées issues des actions liées au cadre de compensation pour les scénarios Emeraude et Azur sont présentées dans la figure ci-dessous.

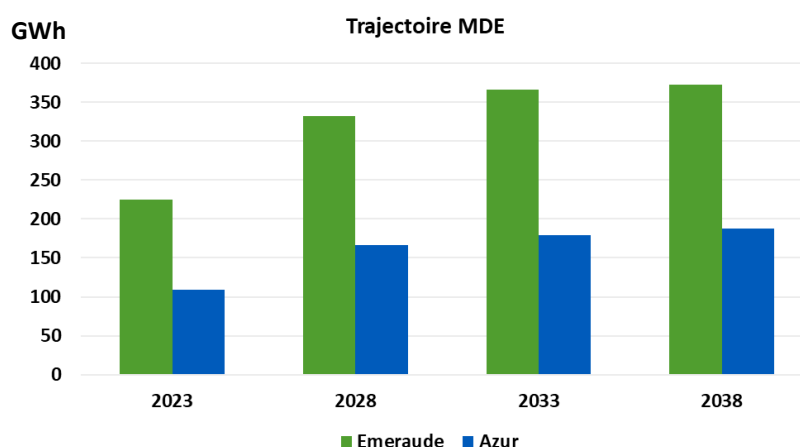


Figure 7 : hypothèses d'économies d'énergie cumulées issues des actions liées aux cadres de compensation en Martinique

### 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 1700 véhicules légers<sup>5</sup> 100% électriques ou hybrides rechargeables en circulation à fin 2021, soit près de 1% du parc électrifié. Le développement de la mobilité électrique s'est accéléré depuis 2019, avec des ventes qui ont triplé en 2020 et plus que doublé en 2021. Les véhicules électrifiés<sup>6</sup> ont ainsi représenté près de 6% des ventes sur le segment des véhicules légers en 2021. Cela reste nettement inférieur à la part de marché observée en France métropolitaine sur le même segment, qui est d'environ 15%.

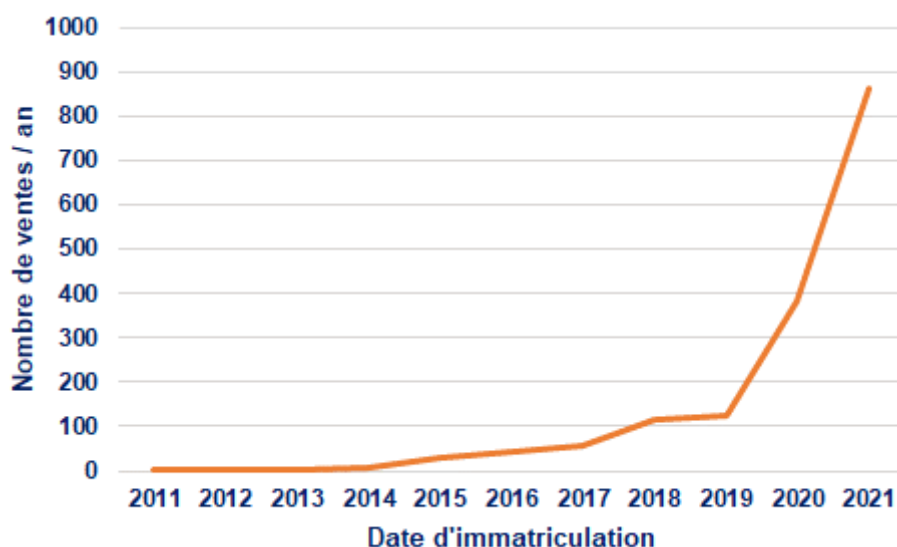


Figure 8 : évolution des ventes de véhicules légers 100% électriques et hybrides rechargeables neufs depuis 2011 en Martinique

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>7</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.

Cependant, certaines contraintes spécifiques au contexte des ZNI posent un défi quant à son intégration. En effet, les véhicules électriques peuvent solliciter des niveaux de puissance importants et accentuer les pointes de consommation, notamment le soir. Un développement massif et non maîtrisé du véhicule électrique 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.

<sup>5</sup> La catégorie des véhicules légers regroupe les véhicules particuliers et les véhicules utilitaires.

<sup>6</sup> 100% électriques et hybrides rechargeables.

<sup>7</sup> En analyse de cycle de vie complète (comprenant donc notamment la fabrication et le recyclage des batteries).

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)<sup>8</sup>. 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 Pilotage heures pleines / heures creuses
Parking d'entreprise	Appel réseau limité à 7,4 kW 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 7 : 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>). Le label ADVENIR ZNI, reconnu par l'Avere-France, EcoCO2, EDF, l'ADEME et le ministère de l'Environnement, permet d'aider le financement<sup>9</sup> de bornes pilotées sur la base de ce signal dans le secteur tertiaire et en voirie, pour les territoires insulaires<sup>10</sup>.

L'électrification des poids lourds et des navires à quai constitue également une tendance qui est désormais considérée dans le Bilan Prévisionnel. En effet, 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>11</sup>. 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.

### 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 Azur intègre la fin de vente des véhicules thermiques en 2040 (conformément à l'actuelle loi d'orientation des mobilités). Cette hypothèse conduit à une part électrifiée du parc des véhicules légers de 40% en 2038. Le scénario Emeraude intègre quant à lui 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 57% en 2038.

<sup>8</sup> Ces préconisations sont prises en compte dans les deux scénarios Azur et Emeraude

<sup>9</sup> Jusqu'à un montant de 1860 € en 2019.

<sup>10</sup> Le cahier des charges est disponible sur le site dédié : <http://advenir.mobi/cahier-des-charges/conditions-deligibilite-dans-les-zones-non-interconnectees-corse-et-outremer/>

<sup>11</sup> <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000043956924>

<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).

Les hypothèses de consommation annuelle des véhicules électriques légers sont présentées dans le tableau ci-dessous. Elles portent la consommation annuelle des véhicules électriques légers en 2038 à environ 10 % de la consommation totale dans le scénario Azur et à 18 % dans le scénario Emeraude.

		2021	2028	2033	2038
Azur	Parc VE et VHR <sup>13</sup>	783	12827	38431	79730
	% parc total	0%	6%	19%	40%
	% ventes annuelles	3%	23%	51%	85%
Emeraude	Parc VE et VHR	783	20008	54877	98476
	% parc total	0%	10%	30%	57%
	% ventes annuelles	3%	39%	81%	100%

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

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. 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.

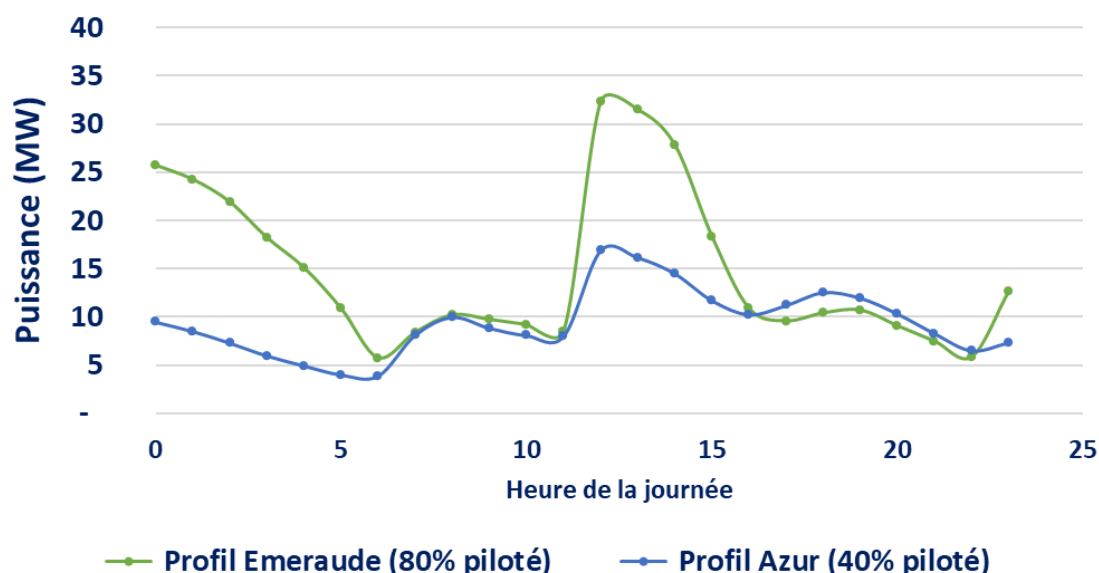


Figure 9 : hypothèses de profils de consommation des véhicules électriques légers pour un jour ouvré en 2033 en Martinique

Ainsi, dans le scénario Emeraude, malgré une consommation annuelle liée aux véhicules électriques légers plus importante, l'appel de puissance aux alentours de 18h – 19h 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.

<sup>13</sup> Véhicule Hybride Rechargeable.

## Une électrification de la mobilité lourde et des navires à quai

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

	Bus	Poids lourds	Navires à quai
Azur	25%	De l'ordre de 20%	50%
Emeraude	40%	De l'ordre de 30%	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.

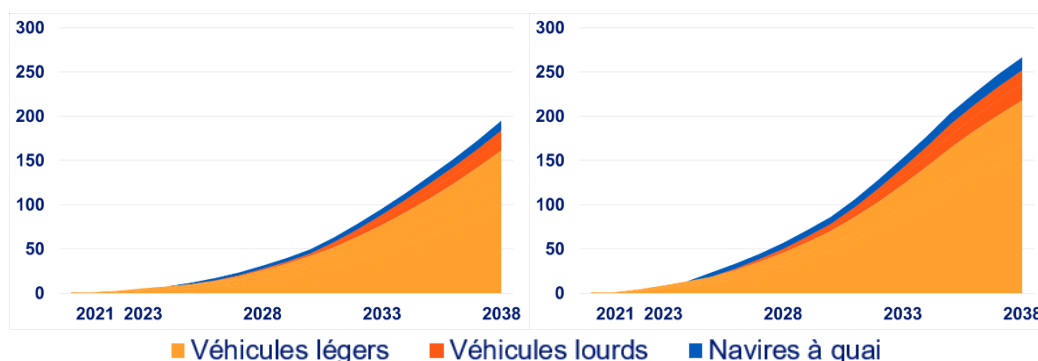


Figure 10 : trajectoire de consommation liée à la mobilité électrique en Martinique dans les scénarios Azur (à gauche) et Emeraude (à droite), en GWh

### 2.2.4 La consommation est en légère hausse dans Azur 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>14</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 2014-2021.

Le tableau ci-dessous synthétise les valeurs de l'énergie et de la pointe moyenne de ces profils sur l'horizon d'étude.

Azur	2023	2028	2033	2038
Energie moyenne (GWh)	1481	1412	1447	1548
Pointe moy. sur 1h (MW)	230	220	226	245

Emeraude	2023	2028	2033	2038
Energie moyenne (GWh)	1413	1229	1186	1195
Pointe moy. sur 1h (MW)	220	194	193	204

Tableau 10 : trajectoires de consommation<sup>15</sup>

<sup>14</sup> L'année 2020 n'a pas été retenue en raison de sa spécificité liée au contexte sanitaire.

<sup>15</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.

Comme l'illustre la figure ci-dessous, la mobilité électrique (plus développée dans Emeraude) tend à limiter les écarts de consommation entre les scénarios (dus aux effets des hypothèses relatives à la MDE et à la macro-économie).

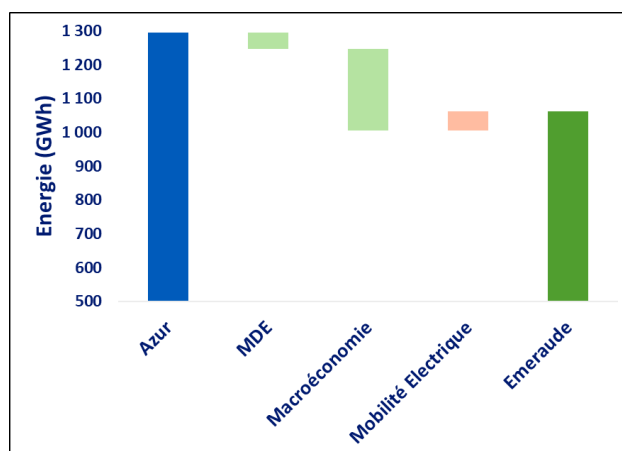


Figure 11 : décomposition de l'écart entre consommations (hors pertes) des scénarios Azur et Emeraude en 2033 (GWh)



## 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 le gestionnaire de réseau arrive à échéance. Dans le cas particulier des installations d'EDF SEI (qui ne font pas l'objet d'un contrat), 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.

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 les horizons court terme et en extrapolant les dynamiques pour les horizons plus long terme. Cette dynamique est plus forte dans le scénario Emeraude.

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

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

Puissance (MW)		2022	2028	2033	2038
Azur	Thermique fossile	374	357	261	50
	Bioénergie	38	38	37	37
	Géothermie	0	0	0	0
	EnR non synchrones	95	188	213	238
	Autres énergies renouvelables	6	6	6	0
	Stockage <sup>16</sup>	12	12	12	0
Emeraude	Thermique fossile	374	106	50	50
	Bioénergie	38	289	247	37
	Géothermie	0	60	60	60
	EnR non synchrones	95	294	342	389
	Autres énergies renouvelables	6	12	12	7
	Stockage <sup>17</sup>	12	19	19	7

Tableau 11 : puissance installée au 1<sup>er</sup> janvier dans les scénarios Azur et Emeraude<sup>18</sup>

<sup>16</sup> Il s'agit de capacité en injection.

<sup>17</sup> Idem.

<sup>18</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**

Fin 2022, la puissance thermique décroît de 17 MW en raison du déclassement de la TAC 2. La même année des travaux sont prévus sur la TAC 1 pour permettre son fonctionnement en compensateur synchrone. Une fin du contrat de la TAC de la SARA en 2024 est également prise en compte. L'arrêt des groupes diesels de Pointe des Carrières à l'horizon 2030 pour des contraintes environnementales et la fin de contrat de la centrale de Bellefontaine en 2035 réduisent la puissance thermique fossile sur la période étudiée.

### **Biomasse et géothermie**

Le scénario Emeraude envisage la conversion de la TAC Galion et de la centrale de Bellefontaine au bioliquide d'ici à 2028. Ces conversions aux biocarburants ne sont pas de nature à altérer l'analyse en besoin de puissance.

Dans le scénario Emeraude, il est également considéré le développement de deux projets de géothermie à l'horizon 2028 : un projet sur le territoire de la Martinique à hauteur de 10 MW et un autre sur l'île de la Dominique pour 50 MW.

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 2038, les capacités solaires (avec ou sans stockage) atteignent ainsi 338 MW dans le scénario Emeraude et 197 MW dans le scénario Azur. A cet horizon, les capacités éoliennes atteignent quant à elles 52 MW dans le scénario Emeraude et 42 MW dans le scénario Azur.

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

### **Autres énergies renouvelables**

Outre les capacités d'énergies renouvelables citées précédemment, il est considéré dans le scénario Emeraude le développement d'une nouvelle unité d'incinération des ordures ménagères ainsi que le développement de capacités hydrauliques à hauteur de 2,5 MW d'ici à 2025. Dans les deux scénarios, l'unité d'incinération existante est considérée déclassée en 2034.

### **Stockage**

En plus de la batterie d'arbitrage d'Akuo (considérée avec une fin de contrat entre 2033 et 2038), un projet de STEP de 7 MW est pris en compte avec une hypothèse de mise en service en 2026 dans le scénario Emeraude. La batterie Novagrid étant dédiée au service de réserve rapide, elle n'apparaît pas dans le tableau qui présente les capacités de production.

### 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\*. Les indisponibilités fortuites sont tirées aléatoirement et peuvent survenir à n'importe quelle période de l'année. A l'inverse, les indisponibilités programmées sont placées sur l'année afin de minimiser les risques de défaillance. Les hypothèses retenues sont exposées au Tableau 12.

Moyen de production	Coefficient de disponibilité
Moyen Bagasse-Biomasse	Disponibilité contractuelle
Centrales Diesel de Bellefontaine	90 %
Centrales Diesel de Pointe des Carrières	85%
TAC du Galion	Disponibilité contractuelle
TAC de Bellefontaine et de Pointe des Carrières	90%
Nouvelles technologies (géothermie)	Disponibilité contractuelle
Nouveaux moyens de production ajoutés pour respecter le critère de sécurité d'alimentation	90 %

Tableau 12 : coefficients de disponibilité retenus dans les analyses

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<sup>19</sup>.

Pour chaque filière, les profils de production utilisés s'appuient sur plusieurs chroniques et présentent les coefficients de production moyens suivants :

Installation	Coefficient de production moyen
PV	14.6%
PV+Stockage Appel d'Offre 2011	12.4%
PV+Stockage Appels d'Offre ultérieurs	13.9%
Eolien	50,0% - 21,7% selon le site et la technologie
Déchets	46,4%
Hydraulique	37,6%
Biogaz	14,3%

Tableau 13 : 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.

<sup>19</sup> Base de données ERA5, produite par le Centre Européen de Prévision pour le service climatique européen Copernicus : <http://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/home>

### 3 Le critère de sécurité d’approvisionnement est respecté jusqu’en 2033 et le système électrique nécessitera de plus en plus de flexibilité

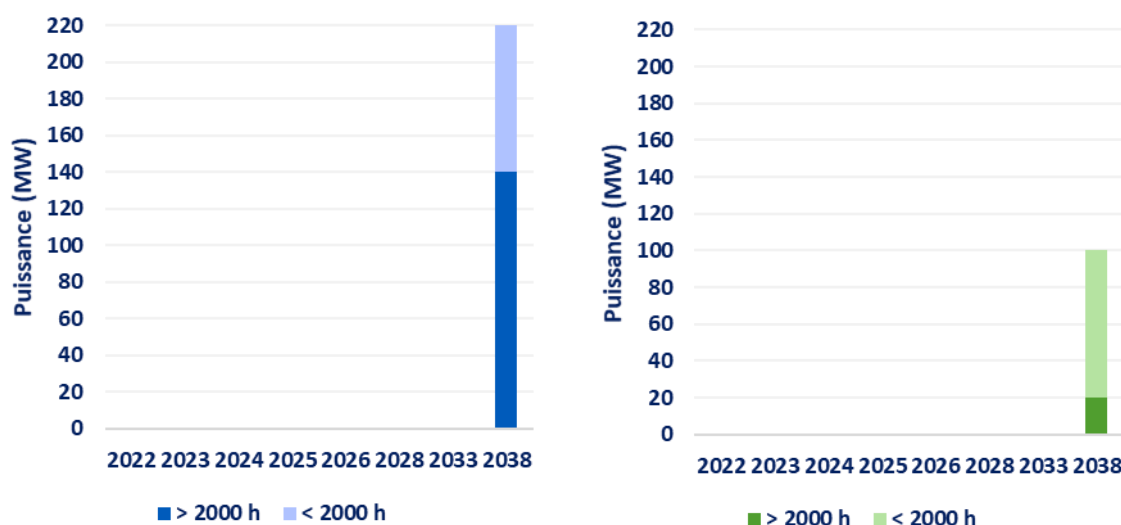
Les analyses présentées dans cette partie visent à quantifier le besoin en puissance pilotable pour le système à un horizon de quinze ans. Elles ont été établies sur la base des hypothèses présentées dans les paragraphes précédents<sup>ii</sup>. Un focus particulier sur l’impact de l’insertion d’énergies non synchrones dans le système électrique est également proposé.

#### 3.1 Un besoin de puissance pilotable apparaît en 2038 en lien avec la fin de contrat des moteurs de Bellefontaine

Les besoins du système en puissance complémentaire<sup>20</sup> sont présentés dans le tableau suivant<sup>iii</sup> :

	Hepp <sup>21</sup>	2022	2023	2024	2025	2026	2028	2033	2038
Azur	>2000 h								140
	<2000 h								80
Emeraude	>2000 h								20
	<2000 h								80

Tableau 14 : besoin cumulé de puissance, année par année (MW)



Le critère de sécurité d’approvisionnement est respecté jusqu’à 2033. En 2038, un besoin de puissance apparaît, en raison de l’hypothèse de fin de contrat de la centrale de Bellefontaine, avec 220 MW nécessaire dans Azur et 100 MW dans Emeraude.

<sup>20</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>21</sup> Hepp : heures équivalent pleine puissance.

La caractérisation de la contribution à la sécurité d'alimentation d'autres moyens dont la production n'est pas garantie (ex. : photovoltaïque, éolien, stockage ou combinaison de ces moyens) nécessite une étude *ad hoc*. En effet, ce niveau de contribution dépend des caractéristiques du système dans lequel s'insère l'installation (notamment de la quantité d'installations du même type déjà présentes). Pour autant, chercher à transformer localement des productions variables en production garantie et pilotable en leur adjoignant de grandes quantités de stockage ne correspond que rarement à un optimum technico-économique : il est souvent plus intéressant de panacher les sources de production en les complétant par de la production flexible et par du stockage centralisé.

### 3.2 La gestion du système devra être adaptée en fonction du développement des énergies non synchrones pour garantir un bon niveau de sûreté

#### 3.2.1 La robustesse des installations est indispensable pour accompagner l'augmentation des énergies non synchrones

Les résultats présentés dans ce paragraphe concernent l'année 2033, qui correspond à la fin d'horizon d'une future Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) qui couvrira la période 2029-2033.

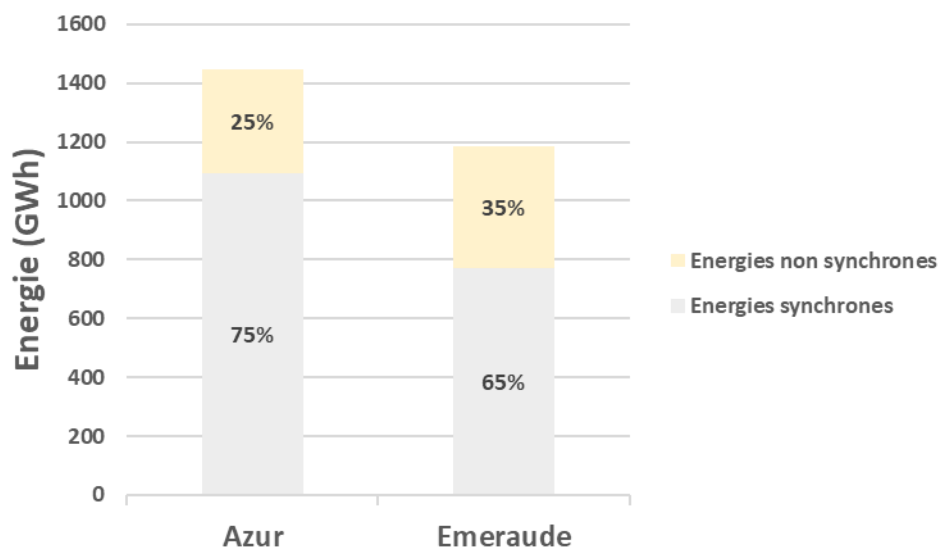


Figure 12 : répartition de la production entre moyens de production synchrones et non synchrones en 2033

A l'horizon 2033, les énergies interfacées par électronique de puissance, essentiellement constituées des filières solaire et éolienne, permettent de satisfaire entre 25% (scénario Azur) et 35% (scénario Emeraude) de la consommation annuelle (cf. figure ci-dessus). Leurs profils de production étant très variables selon les heures de la journée et les jours de l'année, atteindre ces niveaux suppose d'accepter des taux de pénétration instantanés importants (cf. figure ci-dessous). Des études devront confirmer la faisabilité technique de l'atteinte de ces taux et les investissements associés nécessaires devront avoir été réalisés.

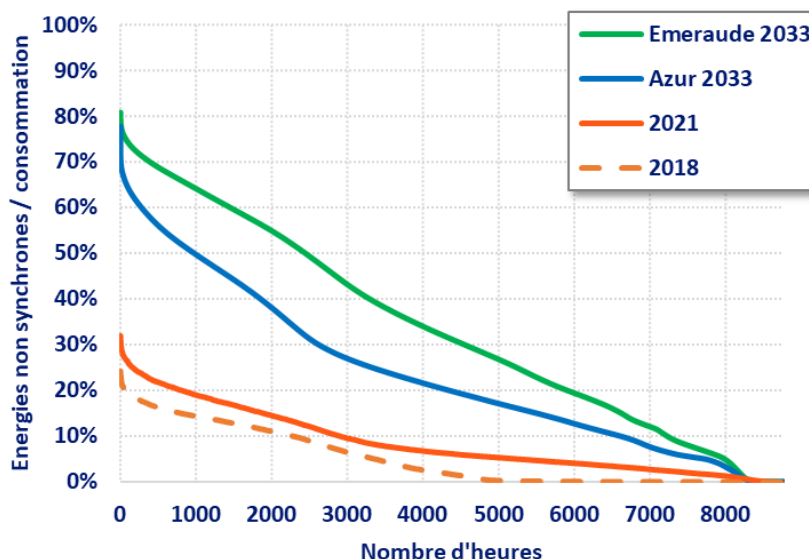


Figure 13 : monotones\* des taux horaires d'énergies renouvelables non synchrones, exprimés en pourcents de la consommation

En tant que gestionnaire de réseau, EDF met en place les solutions permettant d'insérer des énergies non synchrones en grande quantité sans mettre en risque la sûreté du système\*. Elles visent notamment à contrôler les performances de tenue aux creux de tension des installations d'énergies non synchrones et à assurer le respect des prescriptions, en inertie et en réserve, qui permettent de faire face aux incidents dimensionnants.

La transition énergétique dans les territoires ne pourra se réaliser dans les meilleures conditions économiques qu'avec l'assurance que ce type d'installation ne fragilise pas le système en ne respectant pas les prescriptions techniques.

### 3.2.2 Le développement des énergies non synchrones doit s'accompagner de services systèmes pour permettre leur insertion

Afin de garantir la sûreté du système, il est nécessaire de disposer d'un niveau suffisant d'inertie et de réserve. Cela peut parfois conduire à limiter la production des énergies non synchrones pour laisser place aux moyens apportant ces services.

Les monotones de production affichées ci-dessus ont été calculées en tenant compte des services systèmes apportés uniquement par le parc de production tel que présenté en partie 2. En considérant d'une part le développement des services systèmes nécessaires à la pleine insertion des énergies non synchrones et d'autre part une pleine tenue de ces installations aux creux de tension, les taux d'insertion seraient encore plus importants (cf. courbe en pointillé ci-dessous).

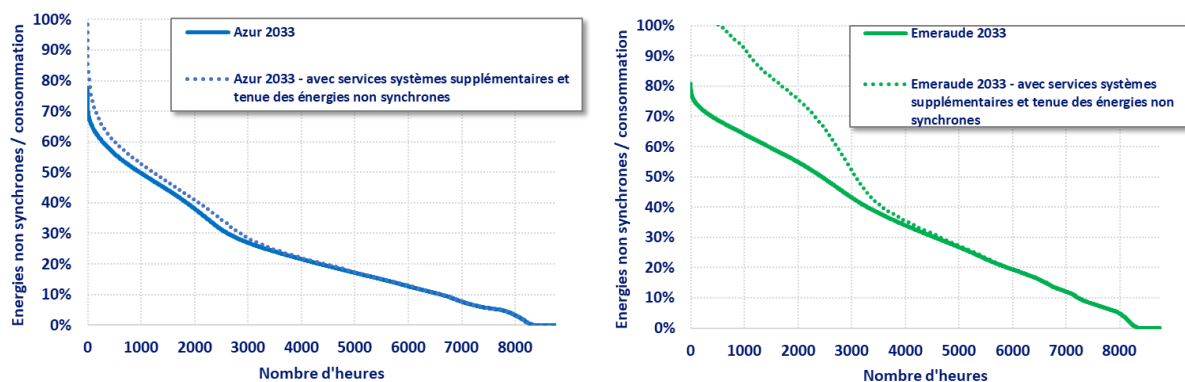


Figure 14 : monotone des taux horaires d'énergies renouvelables non synchrones exprimés en pourcents de la consommation

Ainsi, l'augmentation de la puissance installée en énergies non synchrones se traduira par un accroissement effectif de leur contribution à l'équilibre offre-demande uniquement si le système dispose d'un niveau suffisant d'inertie et de réserve et si la fiabilité des installations lors de creux de tension est garantie.

### 3.3 La montée en puissance des énergies non pilotables accentue les besoins en flexibilité du système

#### 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>22</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. Le parc pilotable devra alors être en mesure d'assurer des variations de plusieurs dizaines de mégawatts en quelques heures, en s'adaptant rapidement à la charge et en réalisant de nombreux arrêts/démarrages.

<sup>22</sup> avec plus d'un doublement de la puissance installée dans Azur et un triplement dans Emeraude d'ici à 2033.

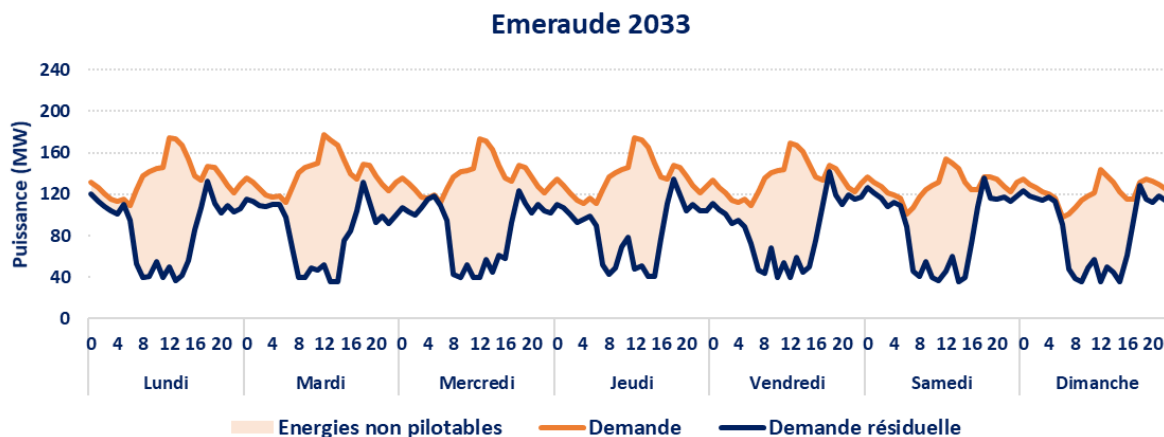


Figure 15 : illustration du besoin de flexibilité\* sur une semaine, dans le scénario Emeraude en 2033

### 3.3.2 Le besoin en modulation augmente sur l'horizon et est principalement tiré par le développement de la filière photovoltaïque

Le besoin de modulation correspond à l'énergie à déplacer pour lisser la variation de la consommation résiduelle. Cette énergie, qui s'évalue en cumulant les besoins journaliers, hebdomadaires et mensuels sur une année, augmente avec l'horizon temporel suivant le développement des énergies fatales (voir figure ci-dessous).

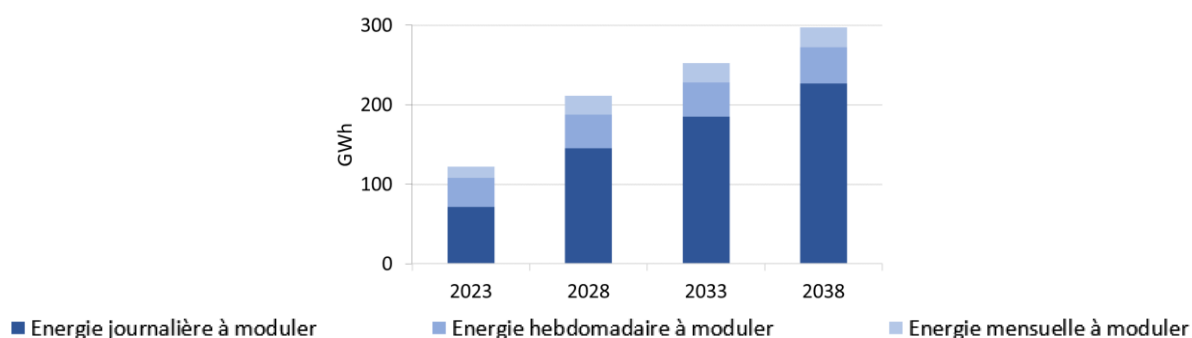


Figure 16 : évolution de l'énergie annuelle à moduler à la maille journalière, hebdomadaire et mensuelle, pour le scénario Emeraude

Le besoin de modulation est principalement dû aux fluctuations de la demande résiduelle à l'échelle journalière, qui augmentent avec le développement dynamique du photovoltaïque entre 2023 et 2038. Pour accompagner l'augmentation de ce besoin, le système électrique devra disposer de flexibilités de plus en plus importantes, pouvant être apportées par du stockage centralisé, par les moyens existants ou nouveaux, capables de s'ajuster à la consommation résiduelle, ou encore par une flexibilité de la demande.



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

Le développement très important des énergies renouvelables dans le Nord Atlantique de la Martinique nécessite des adaptations du réseau 63 kV, prévues dans le S2REnR du territoire. Ce dernier prévoit notamment la création d'une liaison souterraine entre les postes de Trinité et Lamentin pour l'évacuation de la production de la zone Nord Atlantique. Dans cette zone, toutes les capacités prévues dans le S2REnR ont été utilisées. Des transferts ont également été mis en œuvre. La zone est actuellement saturée et les installations entrées en file d'attente dans le cadre du S2REnR font l'objet d'offres de raccordement avec limitations temporaires d'injection en attendant la mise en service des travaux prévus. En tenant compte de l'ensemble des projets en file d'attente, la zone sera de nouveau saturée après la mise en service des travaux prévus au schéma nécessitant de mettre à jour le S2REnR.

D'une façon générale, l'implantation des moyens de production au plus proche des poches de consommation, ou dans des zones bénéficiant déjà d'un lien électrique suffisant avec les poches de consommation, permet d'optimiser la structure du réseau en limitant les besoins de renforcements. Le fait de limiter les distances entre zones de production et de consommation permet également de réduire les pertes sur les réseaux.

Lorsque ce n'est pas le cas, des renforcements du réseau 63 kV sont souvent nécessaires lors de l'arrivée de nouveaux moyens de production de puissance importante. Or les délais de réalisation des lignes 63 kV sont aujourd'hui plus longs que ceux de réalisation des centrales (en raison de la durée des procédures administratives, parfois très importante pour des lignes traversant plusieurs communes et des terrains très variés). 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 production.

## 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 pourcents, est le quotient de l'énergie maximale qui peut être produite par une installation pendant une période de temps (compte-tenu de la disponibilité des équipements) et de l'énergie maximale qui aurait pu être produite avec une disponibilité permanente pendant la même période.

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

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

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

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

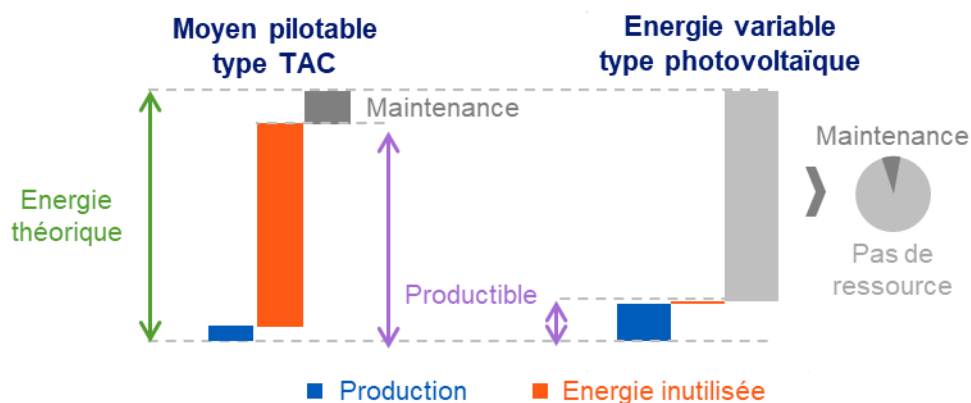


Figure 17 : illustration de la répartition des énergies produite et théorique

**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>23</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, la durée moyenne, sur l'ensemble des scénarios possibles [...], de 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 totale de défaillance, mais que le risque est contenu dans des limites définies.

<sup>23</sup> [www.ecologique-solidaire.gouv.fr/securite-dapprovisionnement-en-electricite](http://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/securite-dapprovisionnement-en-electricite)

**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 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 exemple lorsque les capacités maximales de transit dans une portion du réseau électriques sont en passe d'être atteintes.

**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 (DGEC)** : 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-dgec](http://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/direction-generale-lenergie-et-du-climat-dgec)

**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 (FC)** : 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).

**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 fréquence.

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

Tableau 15 : ordre 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.

**Service de réserve rapide** : 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 (voir délestage) pour rétablir l'équilibre entre la consommation et la production.

**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 « système 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 (représentants 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 rapide, 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.