



BILAN PRÉVISIONNEL

de l'équilibre offre-demande
d'électricité en Guadeloupe

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 Guadeloupe 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
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

Principales caractéristiques des deux scénarios étudiés dans le Bilan Prévisionnel

Dans les deux scénarios, la consommation d'énergie baisse à court terme et augmente à moyen et long terme. En effet, bien que le recul démographique et les actions de maîtrise de la demande en énergie continuent de tirer les trajectoires de consommation à la baisse, la dynamique de développement de la mobilité électrique se confirme et crée une inflexion globale des trajectoires de consommation à la hausse. Parallèlement, le besoin de puissance lors des pointes de consommation connaît une hausse limitée grâce au pilotage partiel de la recharge des véhicules électriques.

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) ainsi qu'une sortie du charbon. Par ailleurs, dans le scénario Emeraude, en 2025, les groupes diesel sont convertis au bioliquide et un groupe charbon est converti à la biomasse solide.

Ainsi, le mix électrique de la Guadeloupe serait en très large partie renouvelable à la fin de la période étudiée dans le scénario Azur et dès 2025 dans le scénario Emeraude (même si 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, reste nécessaire).

Sur la base de ces hypothèses, le système électrique verrait apparaître de nouveaux besoins en puissance pilotable à l'horizon 10 ans. Un besoin de puissance de 40 MW apparaîtrait ainsi en 2033 dans Azur pour atteindre 240 MW en 2038. Dans Emeraude, un besoin de 160 MW apparaîtrait en 2038. Ces besoins en fin d'horizon du Bilan Prévisionnel s'expliquent essentiellement par la croissance de la consommation et par les hypothèses de fin de contrat des tranches Albioma 1 et 2 avant 2033 et des groupes de la centrale EDF PEI de Pointe Jarry avant 2038.

Par ailleurs, les analyses apportent des éclairages essentiels sur d'autres aspects du système électrique. Ainsi, la mise en place d'un pilotage de la recharge des véhicules électriques est 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. Enfin, le fort développement des énergies renouvelables fatales nécessitera le respect par les producteurs des prescriptions techniques exigées par le gestionnaire de réseau (notamment sur creux de tension), l'augmentation de la flexibilité, en particulier du parc de production pilotable, et la mise en œuvre de leviers d'accompagnement comme le développement de services systèmes et de moyens de stockage centralisé.

Sommaire

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

1 La baisse de la consommation amorcée depuis 2016 continue alors que la part de la production renouvelable a progressé 8

1.1 La demande d'électricité est en baisse 9

1.1.1 L'énergie annuelle et la pointe continuent de baisser 9

1.1.2 La demande se concentre au niveau des principaux pôles d'activité..... 10

1.1.3 Les actions de maîtrise de la demande en énergie progressent 10

1.2 En 2021, la part des énergies renouvelables dans le mix guadeloupéen a progressé pour atteindre 34%..... 11

1.2.1 Les moyens de production se concentrent autour de deux pôles principaux sur l'isthme et la Grande Terre 12

1.2.2 Energies renouvelables non synchrones (217 GWh) 13

1.2.3 Energies renouvelables synchrones (343 GWh) 13

Moyens fossiles (1101 GWh) 14

1.2.4 Tableau de synthèse du parc installé à fin 2021 15

1.3 L'équilibre offre-demande 16

2 Le Bilan Prévisionnel s'appuie sur deux scénarios prospectifs, Azur et Emeraude, afin d'explorer des futurs possibles17

2.1 Des évolutions majeures du système électrique sont attendues à l'horizon 15 ans 17

2.1.1 Les scénarios retenus pour les analyses reflètent les changements en cours .. 17

2.2 Des objectifs de MDE tirant les consommations à la baisse alors que les effets de la mobilité électrique apparaissent à horizon 2030..... 18

2.2.1 La population décroît mais le PIB par habitant reste en croissance..... 18

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 d'énergie baisse à moyen terme dans les deux scénarios et augmente en fin d'horizon..... 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 du déclassement d'actifs anciens et de l'arrivée de nouveaux actifs	24
2.3.2	La disponibilité des actifs est déterminée en fonction des technologies	27
3	A l'horizon 10 ans, le système électrique verra apparaître de nouveaux besoins en puissance pilotable et nécessitera davantage de flexibilités	28
3.1	L'augmentation de la consommation fait apparaître un besoin de puissance pilotable à partir de 2033	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
3.4	Le développement du véhicule électrique nécessite un effort important de pilotage de la recharge	32
3.5	L'implantation des moyens de production au plus proche des poches de consommation permet d'optimiser la structure du réseau	34
	Glossaire	35

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 Guadeloupe. 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 la demande en électricité du territoire et l'offre disponible pour la 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 Guadeloupe¹ 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 sécurité du système.

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

Les analyses du Bilan Prévisionnel se basent sur deux scénarios, Azur et 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 d'EDF R&D. La cohérence des hypothèses au sein de chaque scénario est également assurée². 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.

¹ Décret n° 2017-530 du 12 avril 2017 relatif à la Programmation pluriannuelle de l'énergie de la Guadeloupe.

² 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.

* Voir glossaire en fin de document.

1 La baisse de la consommation amorcée depuis 2016 continue alors que la part de la production renouvelable a progressé

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





Thématique	Contenu
Système électrique et production 	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. Sont également publiés les rubriques suivantes : émissions annuelles directes de CO ₂ liées à la production d'électricité, file d'attente producteur, déconnexion maximale des installations photovoltaïques et registre des installations de production et de stockage.
Infrastructures 	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).
Consommation d'électricité 	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 ¹) publié sur le site du ministère de la Transition écologique. Les effacements de consommation mensuels sont également publiés.
Efficacité énergétique 	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.
Mobilité électrique 	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.

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

¹ <https://www.insee.fr/fr/metadonnees/definition/c1523>

1.1 La demande d'électricité est en baisse

1.1.1 L'énergie annuelle et la pointe continuent de baisser

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	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Energie nette (GWh)	1692	1726	1729	1734	1759	1791	1757	1704	1726	1689	1661
Croissance (par rapport à l'année précédente)		2,0%	0,2%	0,3%	1,4%	1,8%	-1,9%	-3,0%	1,3%	-2,1%	-1,6%

Puissance de pointe	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Puissance (MW)	256	254	250	254	262	261	263	247	258	255	244
Croissance (par rapport à l'année précédente)		-0,8%	-1,6%	1,6%	3,1%	-0,4%	0,8%	-6,1%	4,6%	-1,3%	-4,1%

Tableau 2 : historique du niveau de demande

En 2021, la consommation a baissé de 1.6% par rapport à 2020. Cette baisse est due notamment aux efforts de maîtrise de la demande en énergie. Si les deux années 2020 et 2021 ont été marquées par la crise sanitaire, les impacts ont été moindres en 2021, notamment dans le domaine du tourisme. La puissance de pointe maximale de l'énergie livrée au réseau (en moyenne sur une heure) a quant à elle atteint 244 MW, soit une baisse de 4.1 % par rapport à l'année précédente.

Du fait d'un climat relativement constant, la consommation est peu saisonnalisée en Guadeloupe (cf. figure ci-dessous).

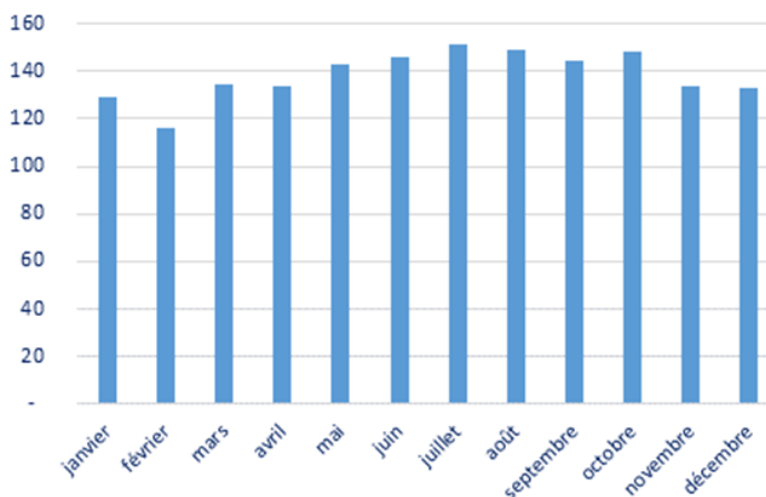


Figure 1 : structure de la demande en 2021 (en GWh)

En 2021, l'énergie facturée s'est répartie selon les différents types de clients de la manière suivante : 77 % au tarif bleu (petites entreprises et clients domestiques) et 23 % au tarif vert (moyennes et grandes entreprises, industries ainsi que 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, se sont élevées à 205 GWh en 2021 (soit 12.3 % de l'énergie livrée au réseau).

1.1.2 La demande se concentre au niveau des principaux pôles d'activité

La figure ci-dessous présente la répartition des foyers de consommation en 2021. Il apparaît qu'une part importante de la consommation du territoire est située dans les communes du centre de l'île, c'est-à-dire au niveau des principaux pôles d'activité.

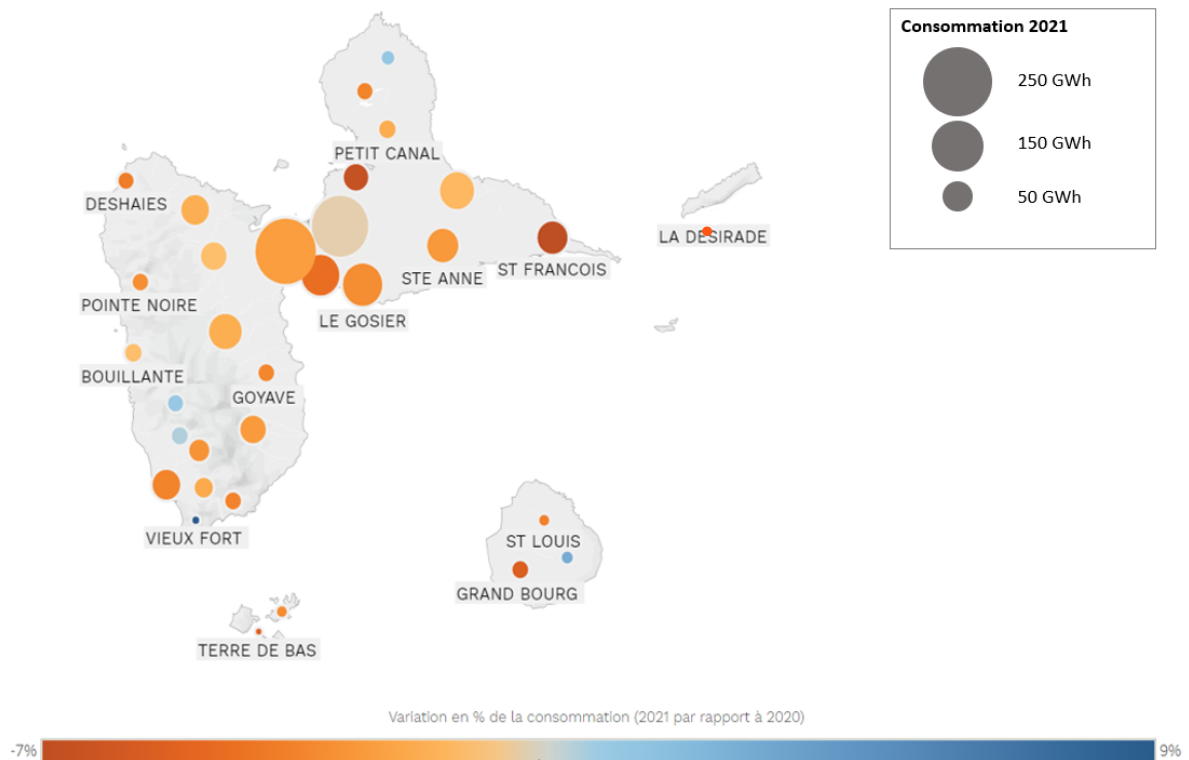


Figure 2 : répartition de la consommation par commune en 2021

1.1.3 Les actions de maîtrise de la demande en énergie progressent

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.

Type d'équipement installé	2019	2020	2021
Chauffe-eau solaires individuels (en milliers d'unité)	12	15	13
Isolation tout secteur - réduction apport solaire (en milliers de m ²)	292	493	399
LED (en milliers de lampes)	197	0	0
Climatiseurs performants – professionnels et particuliers (en milliers d'unités)	14	14	20
Brasseurs d'air – professionnels et particuliers (en milliers d'unités)	-	-	19

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

1.2 En 2021, la part des énergies renouvelables dans le mix guadeloupéen a progressé pour atteindre 34%

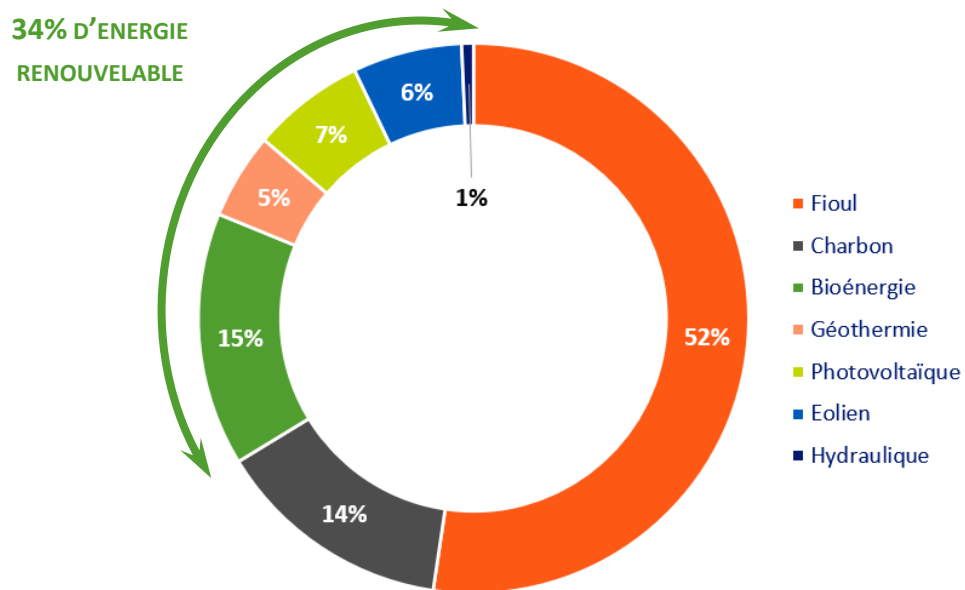


Figure 3 : mix électrique de l'année 2021

En 2021, la part des énergies renouvelables dans le mix s'est élevée à 34 % (un chiffre en augmentation de dix points par rapport à 2020). Cette hausse s'explique essentiellement par la conversion d'une tranche charbon à la biomasse fin 2020. En parallèle, les capacités éoliennes et photovoltaïques ont continué de croître.

1.2.1 Les moyens de production se concentrent autour de deux pôles principaux sur l'isthme et la Grande Terre

La figure suivante présente la localisation des capacités de production les plus importantes en Guadeloupe.

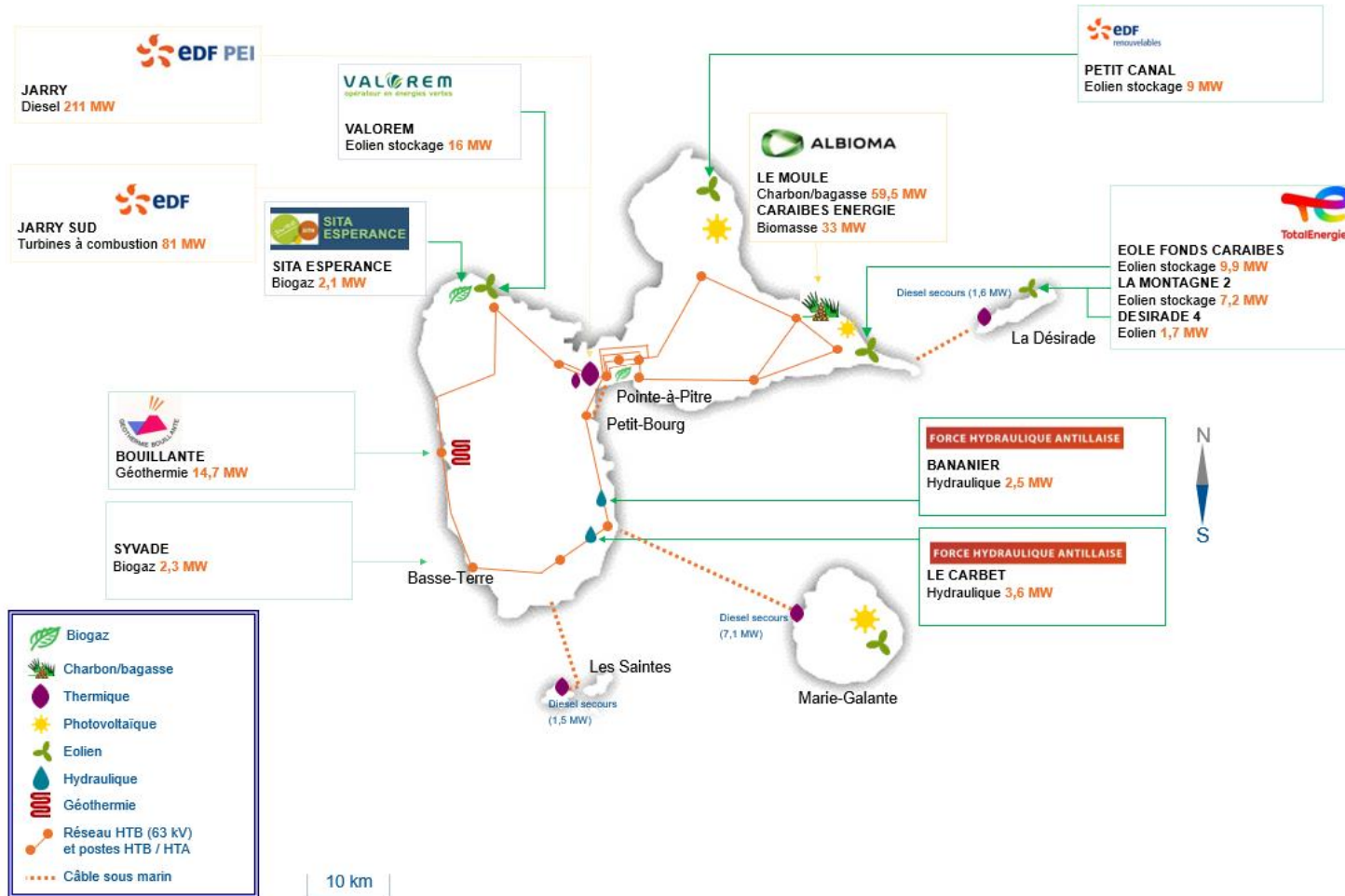


Figure 4 : schéma du système électrique guadeloupéen au 31/12/2021, avec une capacité totale de production de 563 MW

1.2.2 Energies renouvelables non synchrones (217 GWh)

Photovoltaïque avec et sans stockage (110 GWh)

Fin 2021, la Guadeloupe comptait 89 MW de panneaux solaires raccordés au réseau électrique (75 MW pour le PV sans stockage et 14 MW pour le PV avec stockage) qui ont produit 110 GWh. La filière photovoltaïque en Guadeloupe est caractérisée par son caractère diffus, avec une majorité des installations raccordées au réseau de distribution sur des départements comprenant également de la consommation.

Eolien (107 GWh)

Au cours de l'année 2021, un site a été déconnecté du réseau pour être renouvelé (*repowering*) avec une composante stockage. Fin 2021, la Guadeloupe compte 8 sites éoliens pour une puissance de 52 MW (7 MW d'éolien sans stockage et 45 MW d'éolien avec stockage) ayant produit 107 GWh au cours de l'année.

1.2.3 Energies renouvelables synchrones (343 GWh)

Géothermie (environ 84 GWh)

La centrale géothermique de Bouillante est constituée de deux tranches de 4,4 et 10,3 MW, mises en service respectivement en 1986 et 2004. Précédemment exploitée par Géothermie Bouillante (filiale du BRGM), elle est depuis 2016 la propriété du groupe américain ORMAT. Sa production s'est élevée à 84 GWh en 2021.

Micro-hydraulique (environ 11 GWh)

Les installations de micro-hydraulique sont réparties sur de nombreux sites exploités par Force Hydraulique Antillaise et représentaient une puissance installée de 11 MW pour une production de 11 GWh en 2021. La production 2021 a été plus faible qu'en 2020 en raison d'une année marquée par une très faible hydraulité.

Biogaz (environ 17 GWh)

Fin 2021, la filière biogaz représentait 3,7 MW pour une production de 17 GWh.

Biomasse (185 GWh)

Des travaux ont été réalisés en 2020 sur la tranche 3 de la centrale thermique du Moule afin qu'elle puisse fonctionner avec de la biomasse. D'une capacité de 33 MW, sa production a été de 185 GWh en 2021.

Centrales bi-combustibles fonctionnant à la bagasse (46 GWh)

La centrale thermique du Moule, mise en service en 1998, dispose de deux tranches (pour une puissance totale de 57 MW) fonctionnant à la bagasse pendant la période sucrière (de février à juin) et au charbon le reste du temps. La puissance délivrée au réseau diminue légèrement pendant la saison sucrière du fait de la consommation de la vapeur par la sucrerie. En 2021, cette centrale a produit 46 GWh à partir de bagasse.

Moyens fossiles (1101 GWh)

Centrales bi-combustibles fonctionnant au charbon (232GWh)

La centrale thermique du Moule, mise en service en 1998, dispose de deux tranches (pour une puissance totale de 57 MW) fonctionnant à la bagasse pendant la période sucrière (de février à juin) et au charbon le reste du temps. La puissance délivrée au réseau diminue légèrement pendant la saison sucrière du fait de la consommation de la vapeur par la sucrerie. En 2021, cette centrale a produit 232 GWh à partir de charbon.

Centrale diesel de Pointe Jarry (839 GWh)

La centrale d'EDF Production Electrique Insulaire (EDF PEI, filiale d'EDF à 100 %) est composée de douze groupes de 17,6 MW chacun (pour un total de 211 MW). En 2021, cette centrale a produit 839 GWh.

TACs (30 GWh)

La TAC 2 ayant été déclassée en 2020, le parc compte actuellement trois turbines à combustion (TAC) exploitées par EDF sur le site de Jarry sud, pour un total de 81 MW installés. La TAC 3 présente une puissance de 20 MW, la TAC 4 de 21 MW tandis que la TAC 5 a une puissance de 40 MW. L'application des normes environnementales ne permet pas à la TAC 3 (non équipée de procédés de dénitrification des fumées) de fonctionner plus de 500 heures par an. Quant à la TAC 4, elle est limitée à 1500 heures par an. En 2021, ces TAC ont produit 30 GWh. Les TAC 3 et 4 devraient être déclassées respectivement à l'horizon 2025 et 2032.

Moyens de secours des îles du sud (0,2 GWh)

Les îles du sud (Marie-Galante, les Saintes et la Désirade) sont alimentées chacune par un câble sous-marin depuis le réseau de la Guadeloupe. Elles disposent toutefois de petites centrales diesel de secours (7,1 MW à Marie-Galante, 1,5 MW aux Saintes et 1,6 MW à la Désirade) qui ne produisent qu'en cas d'indisponibilité de la ligne électrique qui relie chacune des îles à la Guadeloupe ou à l'occasion d'essais périodiques. Elles peuvent également être utilisées en cas de défaillance de production sur la Guadeloupe continentale. Au total, 10,2 MW de groupes sont donc mobilisables sur l'ensemble de l'archipel. L'ensemble des groupes des îles du Sud a produit 0,2 GWh en 2021.

1.2.4 Tableau de synthèse du parc installé à fin 2021

Producteur	Site	Type	Date de mise en service	EnR	Pilotable	Synchrone	Niveau de tension	Puissance
Albioma	Le Moule	Charbon / Bagasse	1998	x/✓	✓	✓	HTB	57 MW
Albioma	Le Moule	Biomasse	2011	✓	✓	✓	HTB	33 MW
EDF	Jarry	Diesel	2014	x	✓	✓	HTB	211 MW
EDF	Jarry sud	TAC	1989	x	✓	✓	HTB	20 MW
EDF	Jarry sud	TAC	1993	x	✓	✓	HTB	21 MW
EDF	Jarry sud	TAC	2004	x	✓	✓	HTB	40 MW
EDF	Saint-Louis	Diesel de secours	1981	x	✓	✓	HTA	7 MW
EDF	Iles du sud	Diesel de secours	Multiples	x	✓	✓	HTA	3 MW
Ormat	Bouillante	Géothermie	1986	✓	x	✓	HTB	4 MW
Ormat	Bouillante	Géothermie	2004	✓	x	✓	HTB	11 MW
NW Energy	Petit Canal	Photovoltaïque	2011	✓	x	x	HTA	6 MW
Multiples	Multiples	Photovoltaïque	Multiples	✓	x	x	HTA / BT	69 MW
EDF Renouvelables	Saint-François	Photovoltaïque avec stockage	2011	✓	x	x	HTA	5 MW
Multiples	Multiples	Photovoltaïque avec stockage	Multiples	✓	x	x	HTA	9 MW
Multiples	Multiples	Eolien	Multiples	✓	x	x	HTA	7 MW
Total Energies	St Francois	Eolien avec stockage	2021	✓	x	x	HTA	10 MW
Total Energies	La désirade	Eolien avec stockage	2019	✓	x	x	HTA	7 MW
EDF Renouvelables	Petit Canal	Eolien avec stockage	2020	✓	x	x	HTA	9 MW
Valorem	Ste Rose	Eolien avec stockage	2019	✓	x	x	HTA	8 MW
Valorem	Ste Rose	Eolien avec stockage	2019	✓	x	x	HTA	8 MW
Total Energies	Petite Place	Eolien avec stockage	2016	✓	x	x	HTA	3 MW
FHA	Capesterre Belle Eau	Hydraulique	Multiples	✓	x	✓	HTA	6 MW
FHA	Multiples	Hydraulique	Multiples	✓	x	✓	HTA / BT	5 MW
Multiples	Multiples	Biogaz	Multiples	✓	x	✓	HTA	4 MW

1.3 L'équilibre offre-demande

Du fait d'un climat relativement constant, la consommation est peu saisonnalisée en Guadeloupe. Traditionnellement, une pointe de consommation était observée en septembre en soirée. Alors que ce phénomène est toujours constaté, nous observons par ailleurs l'apparition d'une nouvelle pointe en juillet et en milieu de journée.

La Figure 5 présente la forme de la consommation guadeloupéenne sur des journées représentatives. La courbe de charge est caractérisée par une pointe thermosensible en journée (climatisation tertiaire essentiellement) et une pointe du soir principalement liée à la consommation des clients résidentiels (éclairage et appareils domestiques).

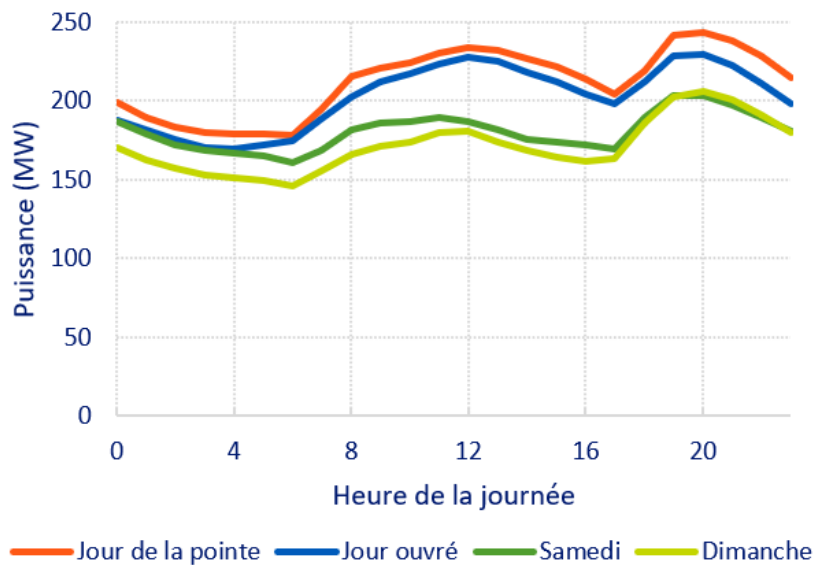


Figure 5 : structure journalière de la demande en 2021

La figure suivante représente la demande résiduelle*, c'est-à-dire la demande qui doit être satisfaite par le parc de production pilotable*. La demande résiduelle maximale est atteinte en début de soirée car l'énergie photovoltaïque contribue à lisser la pointe de consommation du milieu de journée.

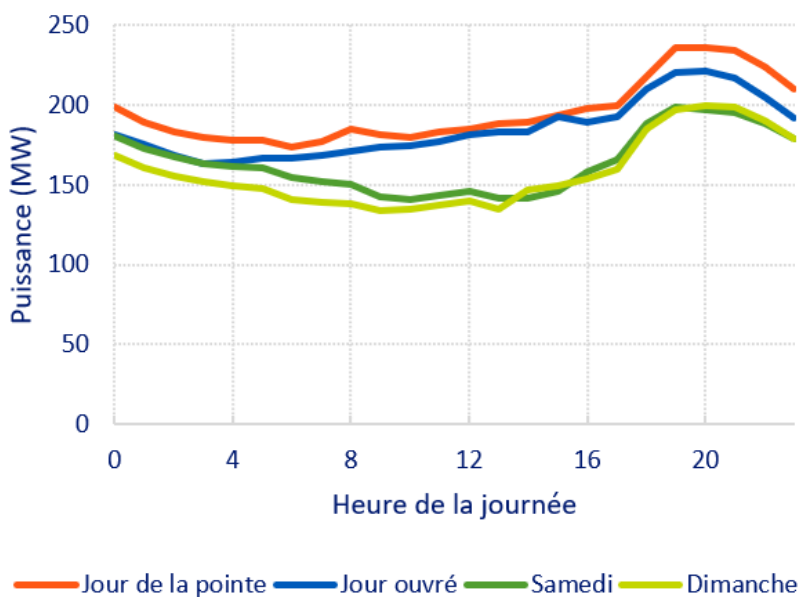


Figure 6 : demande résiduelle sur les mêmes journées en 2021

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

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.

2.1.1 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 objectifs de MDE tirant 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 température¹. 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 décroît mais le PIB par habitant reste en croissance

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	378	367	362	356
Emeraude	378	352	336	317

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. 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€ ₂₀₁₀)	2021	2028	2033	2038
Azur	8 426	8953	9422	9882
Emeraude	8 426	8267	8079	7821

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 d'un comité MDE constitué de la Région Guadeloupe, 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'énergie (CRE) du 17 janvier 2019¹. 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 Guadeloupe. Il offre ainsi des perspectives ambitieuses pour les actions de MDE tout en sécurisant leur financement.

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 227 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 7 : 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.

¹ 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.

Les économies d'énergie cumulées issues des actions liées au cadre de compensation pour les scénarios Emeraude et Azur dans la figure ci-dessous.

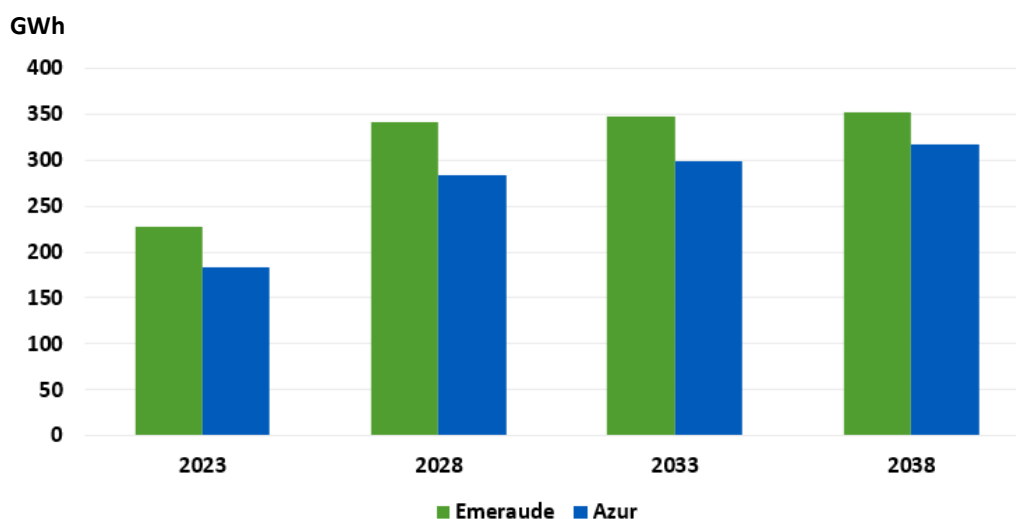


Figure 8 : hypothèses d'économies d'énergie cumulées issues des actions liées aux cadres de compensation en Guadeloupe

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 Guadeloupe avec plus d'un millier de véhicules légers¹ 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 doublé tous les ans. Les véhicules électrifiés² 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%.

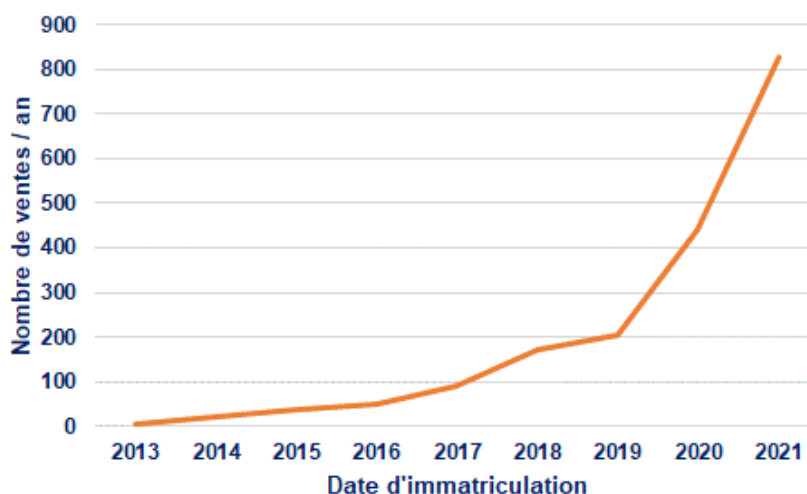


Figure 9 : évolution des ventes de véhicules légers 100% électriques et hybrides rechargeables neufs depuis 2013 en Guadeloupe

¹ La catégorie des véhicules légers regroupe les véhicules particuliers et les véhicules utilitaires.

² 100% électriques et hybrides rechargeables.

Le développement du véhicule électrique constitue un atout pour atteindre les objectifs de transition énergétique de la PPE. Il permet ainsi, dès aujourd’hui¹, des gains en termes d’émissions de CO₂ par rapport à un véhicule thermique équivalent. Ces gains seront renforcés avec la décarbonation croissante du mix électrique dans les années à venir.

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.

En tant que gestionnaire de réseau en Guadeloupe, 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)². 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 (CO₂). Le label ADVENIR ZNI, reconnu par l’Avere-France, EcoCO2, EDF, l’ADEME et le ministère de l’Environnement, permet d’aider le financement³ de bornes pilotées sur la base de ce signal dans le secteur tertiaire et en voirie, pour les territoires insulaires⁴.

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 fossiles⁵. 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.

¹ En analyse de cycle de vie complète (comprenant donc notamment la fabrication et le recyclage des batteries).

² Ces préconisations sont prises en compte dans les deux scénarios Azur et Émeraude.

³ Jusqu’à un montant de 1860 € en 2019.

⁴ 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/>

⁵ <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000043956924>

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 41% 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 2022¹). Cette hypothèse conduit à une part électrifiée du parc des véhicules légers de 58% en 2038.

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 17 % dans le scénario Emeraude.

		2021	2028	2033	2038
Azur	Parc VE et VHR ²	994	13888	41748	86093
	% parc total	0%	6%	19%	41%
	% ventes annuelles	3%	23%	51%	85%
Emeraude	Parc VE et VHR	994	22162	61022	109578
	% parc total	0%	11%	30%	58%
	% ventes annuelles	3%	39%	81%	100%

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

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.

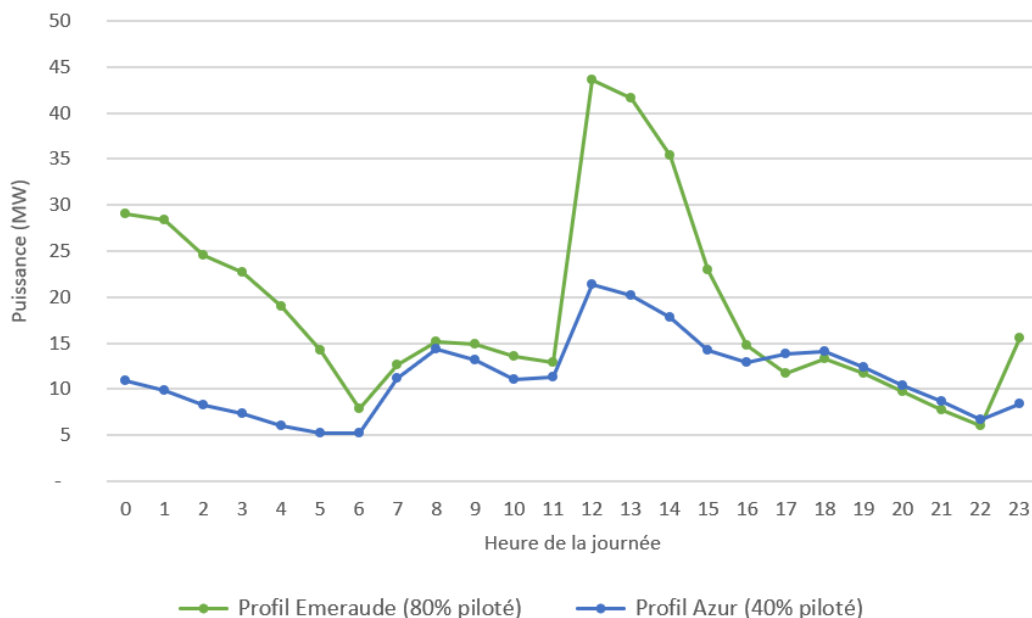


Figure 10 : hypothèses de profils de consommation des véhicules électriques légers pour un jour ouvré en 2033 en Guadeloupe

¹ Les considérants du texte adopté abordent l'éventualité d'une discussion ultérieure sur l'utilisation de technologies alternatives comme les carburants synthétiques (e-carburants).

² Véhicule Hybride Rechargeable.

Ainsi, dans le scénario Emeraude, malgré une consommation annuelle liée aux véhicules électriques 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).

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.

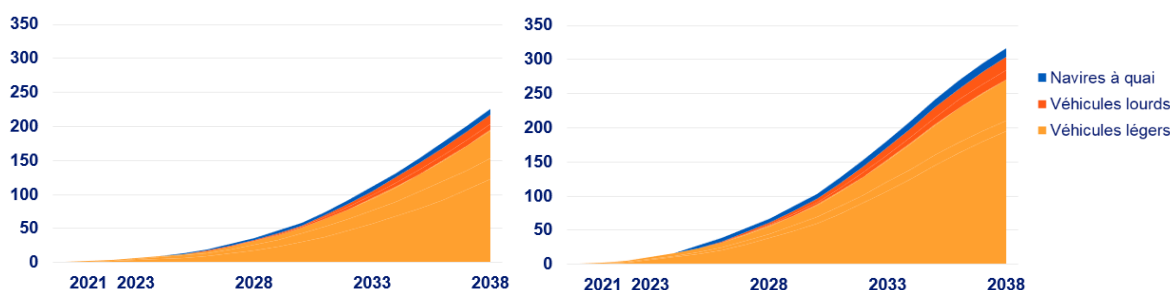


Figure 11 : trajectoire de consommation liée à la mobilité électrique en Guadeloupe dans les scénarios Azur (à gauche) et Emeraude (à droite), en GWh/an

2.2.4 La consommation d'énergie baisse à moyen terme dans les deux scénarios et augmente en fin d'horizon

Les courbes de charge des années 2019 et 2021 sont utilisées pour mettre en place le profil de consommation au sein d'une année¹. La consommation guadeloupéenne comporte une dépendance à la température : toutes choses égales par ailleurs, la consommation est d'environ 8 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.

¹ L'année 2020 n'a pas été retenue en raison de sa spécificité liée au contexte sanitaire.

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)	1712	1684	1826	2002
Pointe moy. sur 1h (MW)	256	252	276	309

Emeraude	2023	2028	2033	2038
Energie moyenne (GWh)	1653	1496	1548	1611
Pointe moy. sur 1h (MW)	247	229	249	274

Tableau 10 : trajectoires de consommation¹

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).

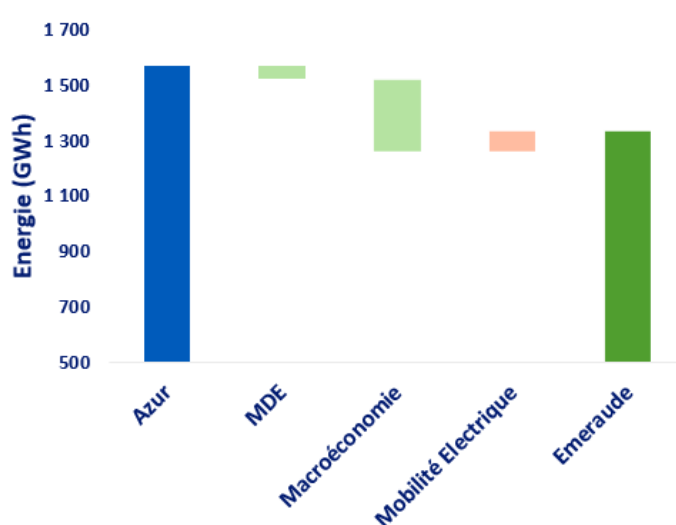


Figure 12 : décomposition de l'écart entre consommations (hors pertes) des scénarios Azur et Emeraude en 2033 (GWh)

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 du déclassement d'actifs anciens et de l'arrivée de nouveaux actifs

Partant du parc actuel tel que défini dans la partie 1, des trajectoires d'évolution de la puissance installée ont été déterminées. Dans les deux scénarios, l'hypothèse de décroissance du parc actuel 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.

¹ 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.

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	349	329	251	40
	Bioénergies et géothermie	52	62	100	72
	Energies renouvelables non synchrones	140	294	331	331
	Autres énergies renouvelables	11	20	18	18
Emeraude	Thermique fossile	349	61	40	40
	Bioénergies et géothermie	52	328	311	100
	Energies renouvelables non synchrones	140	374	403	421
	Autres énergies renouvelables	11	35	58	58

Tableau 11 : puissances installées au 1^{er} janvier dans les scénarios Azur et Emeraude¹

Thermique fossile

La puissance des groupes diesel de la centrale EDF PEI de Pointe Jarry est stable à 211 MW jusqu'en 2037. Dans le scénario Emeraude, ces groupes sont convertis au bioliquide en 2025.

La tranche n°1 bagasse / charbon Albioma Le Moule de 28 MW n'a pas été prise en compte dans les simulations de 2033 et 2038 pour le scénario Azur. Pour le scénario Emeraude, cette centrale a été considérée comme fonctionnant uniquement à la bagasse (arrêt du charbon) à partir de 2025. La tranche n°2 bagasse / charbon Albioma Le Moule de 29 MW a été considérée pour le scénario Azur comme fonctionnant uniquement à la bagasse (arrêt du charbon) dans les simulations de 2033 puis complètement déclassée dans les simulations de 2038. Pour le scénario Emeraude, cette tranche est convertie à la biomasse solide / bagasse en 2025 et son fonctionnement est prolongé sur tout l'horizon étudié.

Par ailleurs, le parc des TAC situé à Jarry diminue : déclassement de la TAC 3 de 20 MW après 2025 et de la TAC 4 de 21 MW après 2028. Ces hypothèses sont valables pour les deux scénarios.

Bioénergies et géothermie

La conversion de la tranche Albioma du Moule 2 est prise comme hypothèse dans le scénario Emeraude. En 2025, cette tranche aura été convertie à la biomasse solide pour une puissance de 26 MW. Dans ce scénario, est considérée une prolongation du fonctionnement de cette tranche sur tout l'horizon étudié.

Dans les deux scénarios, les capacités biogaz sont maintenues à un total de 4 MW.

Concernant la géothermie, la mise en service de la tranche B1bis de 10 MW à la centrale de Bouillante est prévue en 2024 pour Emeraude et en 2025 pour Azur. La tranche B3 de 25 MW à Bouillante est quant à elle prévue entre 2028 et 2033 dans les deux scénarios.

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

Energies renouvelables non synchrones

Les énergies renouvelables non synchrones connaissent une forte hausse liée au développement ambitieux de l'éolien et du photovoltaïque. Ces trajectoires incluent le développement des installations de type PV et « PV + stockage » prévu à l'issue des appels d'offre. Elles considèrent également le déploiement d'installations en autoconsommation (modélisées comme du photovoltaïque simple).

Il est ainsi fait l'hypothèse d'une multiplication par deux des puissances installées en énergies non synchrones d'ici 2028 (soit entre 290 et 380 MW, contre 140 MW en 2022) puis d'une progression plus modérée.

Autres énergies renouvelables

Outre les capacités d'énergies renouvelables citées précédemment, une relance ambitieuse de l'hydraulique au fil de l'eau permettrait d'atteindre 51 MW dans le scénario Emeraude en 2038. Dans le scénario Azur, les capacités atteindraient 21 MW en 2038.

Stockage

La batterie Kiss n'apparaît pas dans le tableau qui présente les capacités de production. Elle est en effet dédiée au service de réserve rapide.

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	90 %
TAC de Jarry	90%-92 %
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 horaires¹.

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	16.4 %
PV+Stockage Appels d'Offre ultérieurs	13,9 %
Eolien	17.1 – 34.6 %
Micro-hydraulique	37.6 %

Tableau 13 : caractéristiques des productions non pilotables utilisées dans la modélisation

¹ 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 A l'horizon 10 ans, le système électrique verra apparaître de nouveaux besoins en puissance pilotable et nécessitera davantage de flexibilités

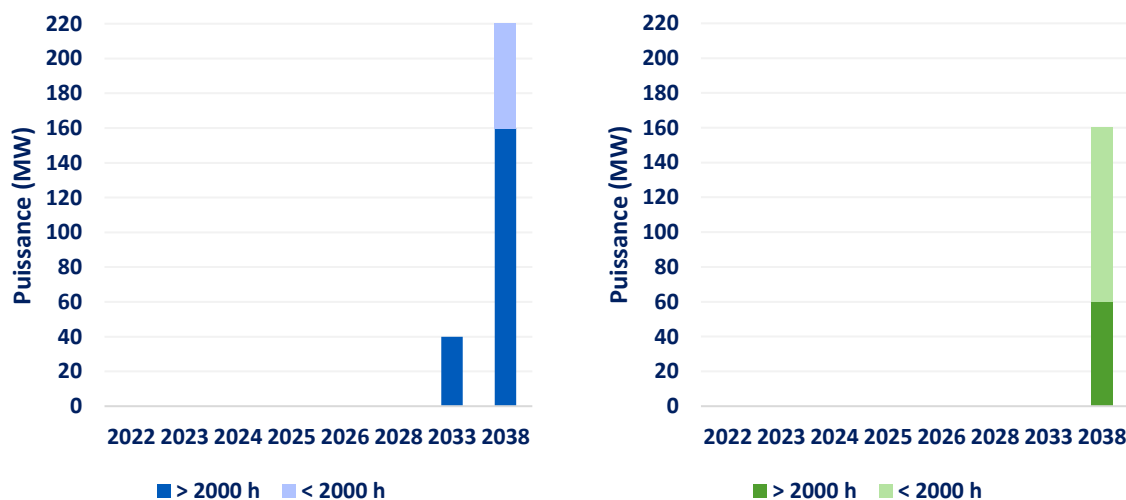
Les analyses présentées dans cette partie visent à quantifier le besoin en puissance pilotable pour le système électrique à un horizon de quinze ans. Elles ont été établies sur la base des hypothèses présentées dans les paragraphes précédentsⁱⁱ. Sont également proposés des focus sur l'impact de l'insertion d'énergies renouvelables dans le système électrique ainsi que sur l'effet du pilotage de la recharge du véhicule électrique.

3.1 L'augmentation de la consommation fait apparaître un besoin de puissance pilotable à partir de 2033

Les besoins du système en puissance complémentaireⁱ sont présentés dans le tableau et les graphiques suivantsⁱⁱⁱ.

	Hepp ²	2022	2023	2024	2025	2026	2028	2033	2038
Azur	>2000 h							40	160
	<2000 h								80
Emeraude	>2000 h								60
	<2000 h								100

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



Compte tenu des hypothèses de parc présentées précédemment, le critère de sécurité d'approvisionnement est respecté avant 2033. Cette absence de besoin reste toutefois conditionnée au respect des échéances de mise en service des nouveaux moyens de production dont il a été tenu compte dans les simulations et par l'absence de fortuit majeur sur le parc existant d'ici leur mise en service.

¹ 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.

² Hepp : heures équivalent pleine puissance.

Un besoin de puissance de 40 MW apparaît en 2033 dans Azur, pour atteindre 240 MW en 2038. Dans Emeraude, un besoin de 160 MW apparaît en 2038. Ces besoins en fin d'horizon du Bilan Prévisionnel s'expliquent essentiellement par la croissance de la consommation (notamment tirée par les nouveaux usages) et par les hypothèses de fin de contrat des tranches Albioma 1 et 2 en 2033 ainsi que des groupes de la centrale EDF PEI de Pointe Jarry en 2037.

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.

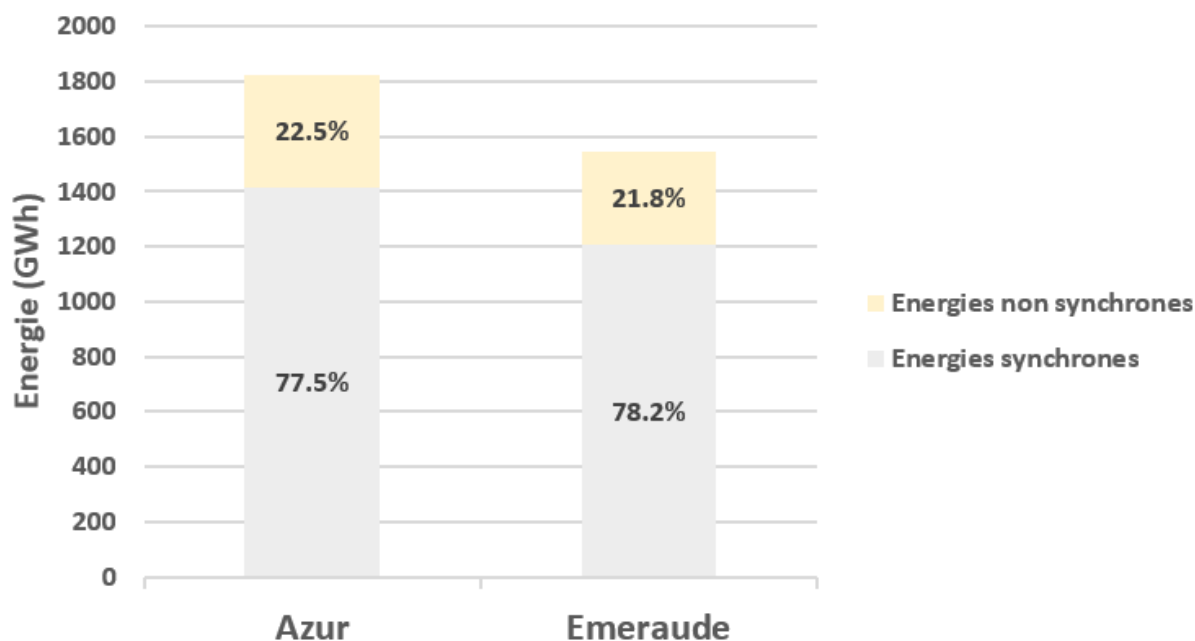


Figure 13 : répartition de la production entre moyens de production synchrones et non synchrones en 2033

A l'horizon 2033, les énergies interfacées par électronique de puissance, essentiellement constituées des filières solaire et éolienne, permettent de satisfaire 22%¹ (scénarios Azur et Émeraude) 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 ce niveau 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.

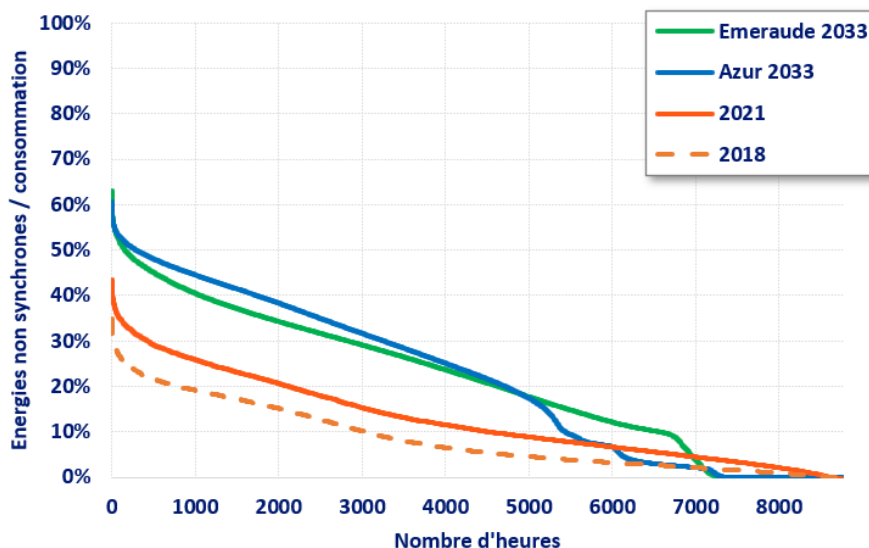


Figure 14 : monotones* des taux horaires d'énergies renouvelables non synchrones, exprimés en pourcents de la consommation

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).

¹ contre 13% en 2021.

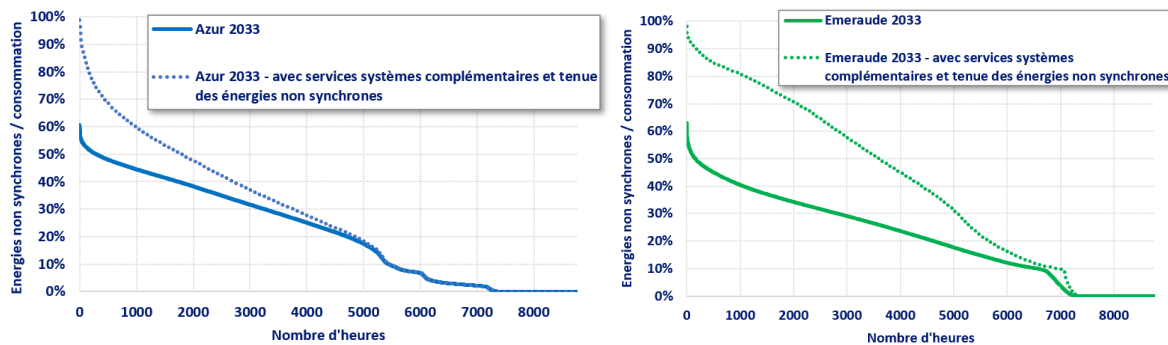


Figure 15 : monotonies des taux horaires d'énergies renouvelables non synchrones exprimés en pourcents de la consommation pour les scénarios Azur et Emeraude

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

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 étudié¹. 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. Les batteries d'arbitrage* constitueront une solution pour répondre aux besoins de flexibilités du parc pilotable.

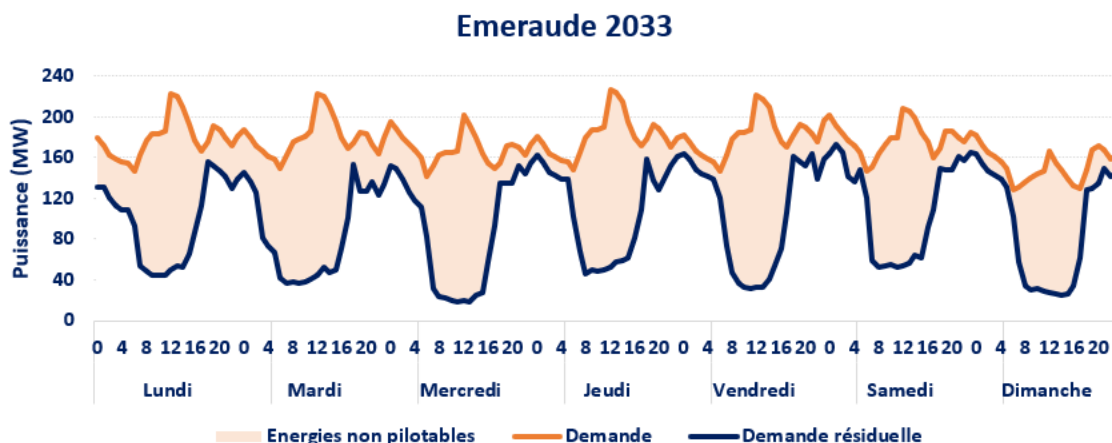


Figure 16 : illustration du besoin de flexibilité* sur une semaine, dans le scénario Emeraude en 2033

¹ avec plus d'un doublement de la puissance installée dans Azur et un triplement dans Emeraude d'ici à 2033.

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 Emeraude. La question de ce taux de pilotage constitue un enjeu majeur pour le système électrique. Afin d'éclairer son importance et ses conséquences en termes de flexibilité et de besoins en puissance, une étude de sensibilité a été réalisée. Celle-ci considère des comportements et un taux de pilotage moins favorables pour le système électrique, qui se traduisent par les hypothèses suivantes :

- taux de pilotage de 0% ;
- recharge systématique lorsque les utilisateurs ont accès à une borne de recharge ;
- pour les particuliers, faible accès aux bornes de recharge en dehors du domicile.

La figure ci-dessous illustre l'impact de ces hypothèses sur le profil de recharge des véhicules électriques dans le scénario Emeraude en 2033.

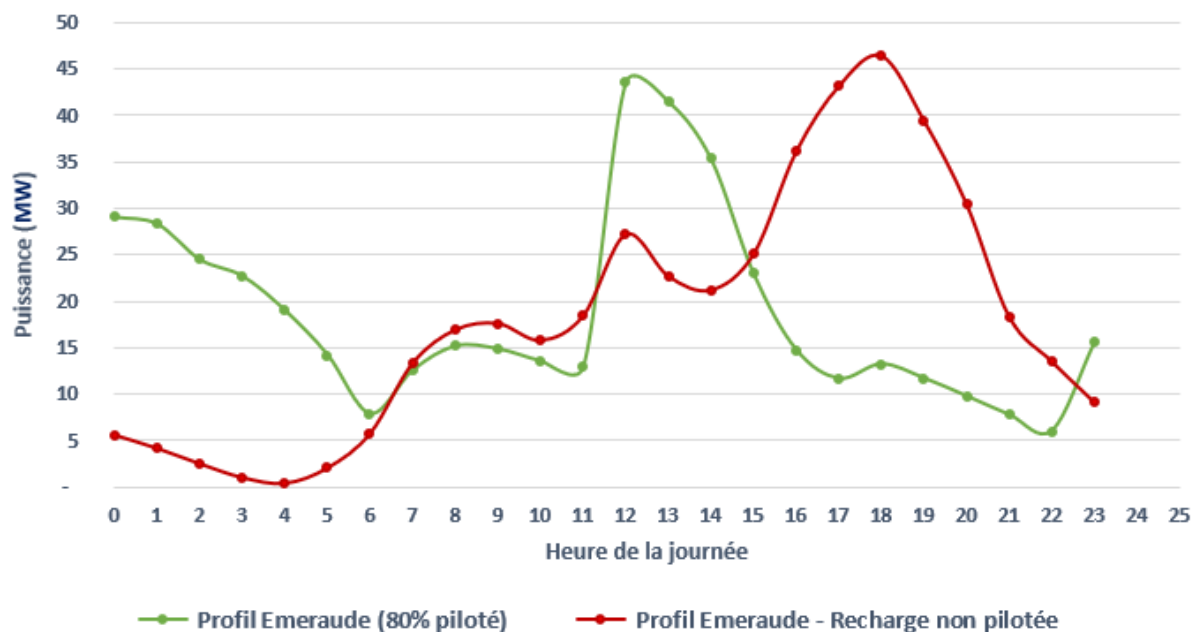


Figure 17 : hypothèses de profils de consommation des véhicules électriques pour un jour ouvré dans le scénario Emeraude en 2033

On observe que la pointe de la recharge s'est déplacée des heures méridiennes vers le soir, ce qui accentue la pointe du soir de la demande résiduelle, comme le montre la figure suivante.

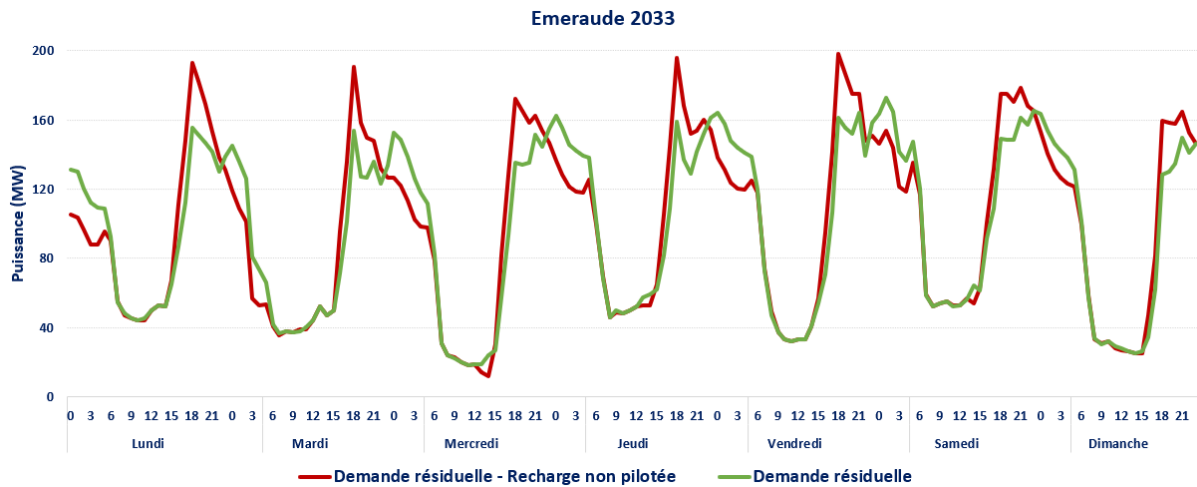


Figure 18 : hypothèses de profils de demande résiduelle pour une semaine type dans le scénario Emeraude en 2033

En cas d'absence de pilotage de la recharge des véhicules électriques légers, les pics de demande résiduelle sont davantage contrastés, conduisant à des appels de puissance importants sur quelques heures. Les besoins de pointe et en flexibilité s'en trouvent renforcés, accentuant les contraintes sur le parc pilotable.

Le pilotage de la recharge constitue donc un enjeu majeur pour le système électrique et doit accompagner le développement de la mobilité électrique.

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

Le développement du réseau électrique est primordial pour accompagner la transition énergétique du système. La Programmation pluriannuelle de l'énergie de 2017 visait un volume total de 371 MW de puissance installée en énergies renouvelables d'ici 2023. EDF a ainsi travaillé avec la Région Guadeloupe, la DEAL et l'ADEME à l'aboutissement du S3REnR en cohérence avec cet objectif ambitieux.

Ce schéma prévoit la création de nouvelles capacités de transformation HTB/HTA au poste de Blanchet, qui est situé dans une zone à fort potentiel éolien. Une augmentation de la capacité de transit des lignes aériennes existantes entre Blanchet et Jarry d'une part, et Sainte-Anne et Jarry d'autre part est également prévue par le gestionnaire de réseau pour évacuer la production excédentaire de la zone. Ces évolutions sont destinées à repousser des investissements plus conséquents comme la création de nouveaux ouvrages dont la nécessité sera évaluée lors d'une prochaine révision du schéma. Elle dépendra des volumes et de la spatialisation des capacités prévues sur la Grande-Terre. Ainsi, une révision du S3REnR interviendra avec la finalisation de la PPE 2024 – 2033.

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 et d'acceptabilité des lignes 63 kV sont aujourd'hui plus longs que ceux de réalisation des centrales (en raison notamment de la durée des procédures administratives, parfois très importante pour des lignes traversant plusieurs communes et des terrains très variés). 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.

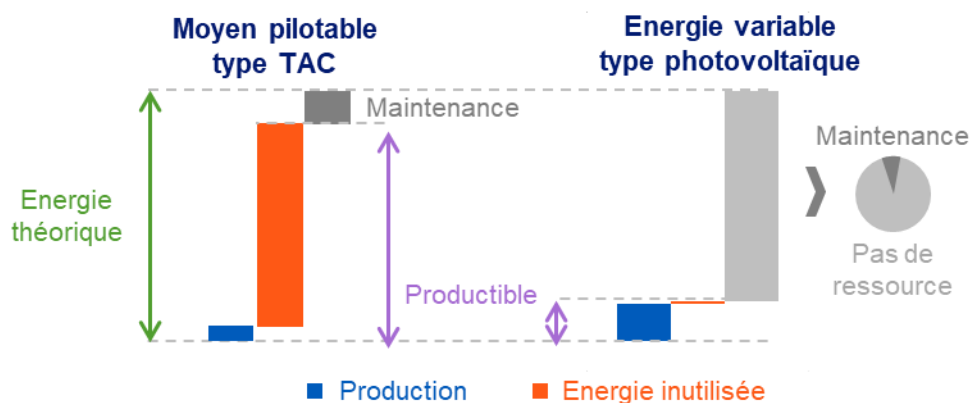


Figure 19 : illustration de la répartition des énergies produite et théorique

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

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

Critère de sécurité d'alimentation ou critère de défaillance [extrait du site du ministère de la Transition Ecologique et Solidaire¹] : 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.

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.

¹ 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 (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-dgcec

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 aérodérivative	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/m².

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

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

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

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

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

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.

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

ⁱⁱ 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.

ⁱⁱⁱ 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.