

# **BILAN PRÉVISIONNEL**

**de l'équilibre offre-demande  
d'électricité à Saint-Barthélemy**

**2023-2038**



## Résumé

EDF Systèmes Énergétiques 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 pilotable permettant de garantir la sûreté du système électrique. Cet exercice est réalisé au travers du Bilan Prévisionnel.

L'analyse du dimensionnement du parc de production de Saint-Barthélemy de 2022 à 2038 est réalisée selon une approche stochastique visant le respect du critère de trois heures de défaillance annuelle inscrit dans le code de l'énergie.

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	Evolution de la consommation	Progression du véhicule électrique
Azur	Parc connu et développement des Energies Renouvelables +	Forte malgré les actions de Maîtrise de la Demande en Energie (scénario MDE de référence inscrit dans le projet de PPE)	Modérée
Emeraude	Parc connu et développement des Energies Renouvelables ++	Plus modérée grâce aux actions de Maîtrise de la Demande en Energie (scénario MDE renforcée inscrit dans le projet de PPE)	Dynamique

Dans les deux scénarios, la consommation d'énergie augmente à court, moyen et long terme. En effet, bien que les premières actions de maîtrise de la demande en énergie se structurent avec des bénéfices court terme escomptés importants, la croissance démographique et la dynamique de développement économique et 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, néanmoins, cette hausse pourrait être limitée grâce au pilotage partiel de la recharge des véhicules électriques. Il est important de noter que les hypothèses de Maîtrise de la Demande en Energie (MDE) prises en compte dans ce bilan prévisionnel sont conformes au projet de Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) validé par le Conseil Territorial le 22 décembre 2022. La non atteinte de ces ambitions majeures, qui représenterait 1 à 2 MW de consommation supplémentaire à la pointe, serait de nature à remettre en cause en profondeur l'évolution projetée à 15 ans du système électrique de l'île.

En cohérence avec les cibles visées dans le projet de PPE, les deux scénarios connaissent une augmentation marquée des capacités en énergie renouvelable non pilotable, ainsi que l'abandon des énergies fossiles au profit des biocarburants pour la production pilotable.

Concernant l'évolution du parc de production de la centrale EDF entre 2025 et 2028, la date de déclassement des moteurs est estimée selon la fin de vie prévisionnelle des matériels basée principalement sur le nombre d'heures de marche. A ainsi été considéré dans cette étude le déclassement des six moteurs de 3,1 MW en 2025.

Le chantier de renouvellement, et à terme de conversion à la biomasse liquide, de la centrale qui débutera à cette même période nécessitera l'installation massive de groupes de secours afin de maîtriser les risques sur l'approvisionnement électrique durant toute la durée des travaux.

Une fois le chantier achevé, les ambitions du territoire de disposer d'une électricité 100% renouvelable seront réalisées.

A l'horizon 2038, les capacités pilotables constituées intégralement de moteurs fonctionnant à la biomasse devraient représenter 65 à 70% de la production. Tandis que les énergies non pilotables essentiellement constituées des filières solaire et éolienne, permettraient de satisfaire autour de 30 à 35% des besoins en énergie annuelle (contre 0% en 2023). Les besoins complémentaires en puissance pilotable, évalués entre 29 et 35 MW, devront être couverts en totalité par le dimensionnement des nouveaux moteurs de la centrale EDF de Public.

Enfin, le fort développement des énergies renouvelables non pilotables nécessitera le respect par les producteurs des prescriptions techniques exigées par le gestionnaire de réseau (notamment sur creux de tension) et la mise en œuvre de leviers d'accompagnement comme le développement de services systèmes et de moyens de stockage centralisé.

## Sommaire

<b>Le bilan prévisionnel éclaire pour les quinze prochaines années les besoins d'un système électrique en transition. ....</b>	<b>6</b>
<b>1 En 2021 et 2022, la consommation continue de progresser à un rythme soutenu. ....</b>	<b>8</b>
1.1 A la fois l'énergie annuelle et la pointe sont en nette hausse. ....	8
1.2 Le parc de production thermique n'a pas évolué en 2021 et 2022. ....	9
1.3 La part des énergies renouvelables dans le mix énergétique reste constante à un niveau faible. ....	10
<b>2 Le Bilan Prévisionnel s'appuie sur deux scénarios prospectifs, Azur et Emeraude, afin d'explorer des futurs possibles. ....</b>	<b>11</b>
2.1 Des évolutions majeures du système électrique sont attendues à l'horizon 15 ans. ....	11
2.2 Un dynamisme économique tirant la consommation à la hausse alors que les effets de la MDE et de la mobilité électrique se compensent. ....	11
2.2.1 La population croit dans les deux scénarios et l'économie reste en croissance. ....	11
2.2.2 La dynamique de développement de la mobilité électrique se confirme. ....	12
2.2.3 La consommation est en croissance dans les deux scénarios. ....	13
2.3 L'évolution de la puissance installée résulte essentiellement du déclassement d'actifs historiques et de l'arrivée de nouveaux actifs photovoltaïques et éoliens. ....	14
<b>3 La sécurité d'alimentation est conditionnée à des investissements importants pour renouveler les moyens thermiques pilotables.....</b>	<b>16</b>

## Le bilan prévisionnel éclaire pour les quinze prochaines années les besoins d'un système électrique en transition.

Le présent document constitue le Bilan Prévisionnel de Saint-Barthélemy. Conformément à l'article L141-9 du Code de l'Energie, il est établi par EDF en tant que gestionnaire du 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. En conséquence de quoi, il chiffre les besoins en puissance pilotable nécessaires pour sécuriser dans la durée l'approvisionnement en électricité. Il couvre en alternance une période prospective de cinq ou quinze ans.

L'édition 2022-2023 du Bilan Prévisionnel est réalisée sur un horizon de 15 ans, pour la période 2023-2038.

Une première partie dresse le bilan des deux dernières années écoulées 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. Fort de sa première Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE), le territoire de Saint-Barthélemy va engager sa transition énergétique. Son système électrique va donc connaître des transformations profondes et rapides qui vont concerner :

- la consommation, avec la montée en puissance de la mobilité électrique et le développement indispensable de la Maîtrise de la Demande en Energie (MDE) ;
- la production, avec une dynamique importante de développement des Energies Renouvelables (EnR), et le renouvellement puis la conversion des moteurs de la centrale EDF de Public ;
- ou encore 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 tout 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 volontaristes, Azur et Emeraude. Contrastés, ils permettent d'explorer des futurs possibles afin d'avoir une vision large 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. 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 pilotable du système électrique présentés en troisième partie.

Saint-Barthélemy présente une superficie de 24 km<sup>2</sup>. Sa population était de l'ordre de 10 585 habitants en 2020 (donnée INSEE), avec une légère tendance haussière.



Figure 1 : schéma du système électrique de Saint-Barthélemy

# 1 En 2021 et 2022, la consommation continue de progresser à un rythme soutenu.

## 1.1 A la fois l'énergie annuelle et la pointe sont en nette hausse.

L'énergie produite en 2021 a nettement augmenté par rapport à l'année précédente avec un niveau de 132,1 GWh (+9,0%).

De la même manière, l'énergie produite en 2022 a augmenté par rapport à 2021 avec un niveau de 142,9 GWh (+8,2%).

Le graphique ci-après présente l'évolution de l'énergie produite entre 2014 et 2022 :

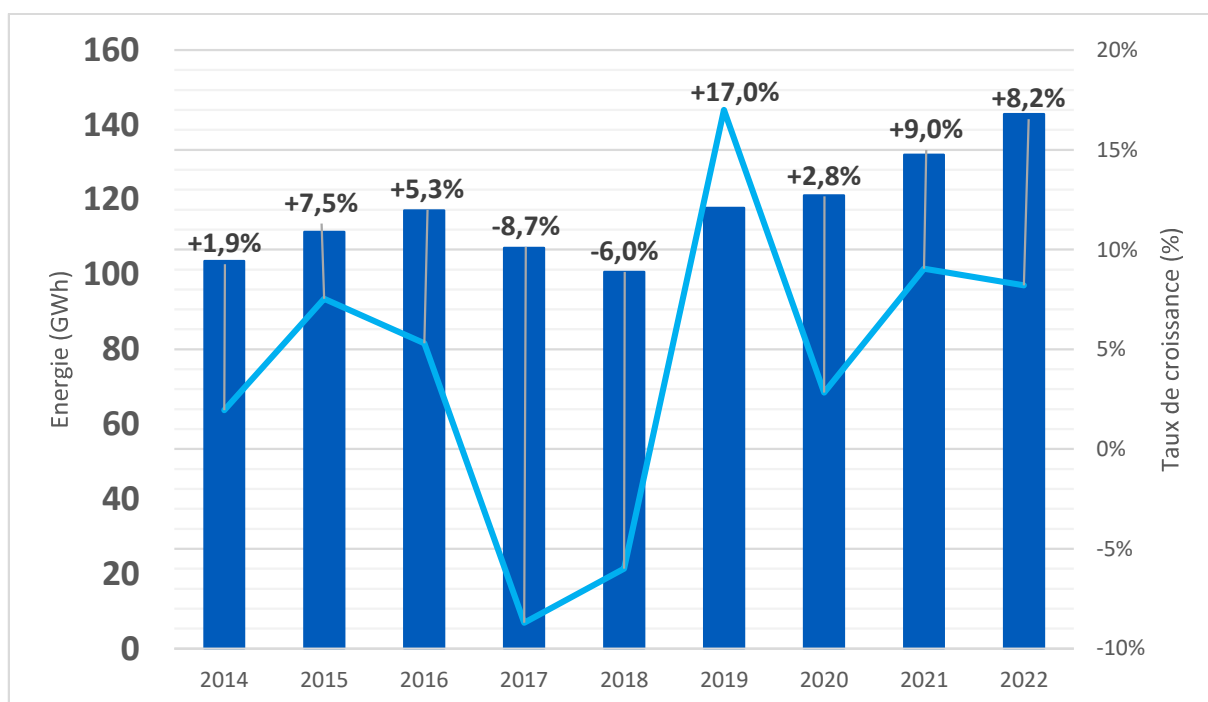


Figure 2 : évolution de l'énergie annuelle (en GWh) et variation (en %) par rapport à l'année précédente entre 2014 et 2022

La rupture du niveau de consommation provoquée en septembre 2017 par les dégâts liés au cyclone Irma est bien visible sur les années 2017-2018 et a été complètement rattrapée dès 2019. Avec l'impact de la crise sanitaire, la hausse de consommation en 2020 est restée plus modeste que son niveau d'avant Irma. En revanche, la dynamique de hausse s'est largement accentuée en 2021 et 2022 en raison de la vitalité économique sur l'île, en partie portée par le tourisme haut de gamme.

Année	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Énergie produite (GWh)	103,6	111,4	117,3	107,1	100,7	117,8	121,1	132,1	142,9
Croissance vs année précédente (%)	+ 1,9 %	+ 7,5 %	+ 5,3 %	- 8,7 %	- 6,0 %	+ 17,0 %	+ 2,8 %	+ 9,0 %	+ 8,2 %

Tableau 1 : historique de consommation en énergie



La puissance de pointe maximale a atteint son record historique avec en moyenne horaire 21,7 MW le 24 décembre 2022, contre 20,9 MW en 2021, soit une variation de + 3,8%.

Année	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Pointe de puissance (MW)	18,6	18,3	18,3	18,9	16,6	18,9	19,2	20,9	21,7
Croissance vs année précédente (%)	+ 5,7 %	- 1,6 %	0 %	+ 3,3 %	- 12,2 %	+ 13,9 %	+ 1,6 %	+ 8,9 %	+ 3,8 %

Tableau 2 : historique de consommation en pointe

Du fait d'un climat relativement constant, la consommation est peu saisonnalisée à Saint-Barthélemy. La consommation est la plus faible aux mois de février et septembre. Alors que les pointes de consommation sont corrélées aux flux touristiques, particulièrement importants durant les fêtes de fin d'année. Chaque journée compte 2 pointes ou plutôt « plateaux hauts » de consommation, entre 12h et 15h puis entre 18h et 20h.

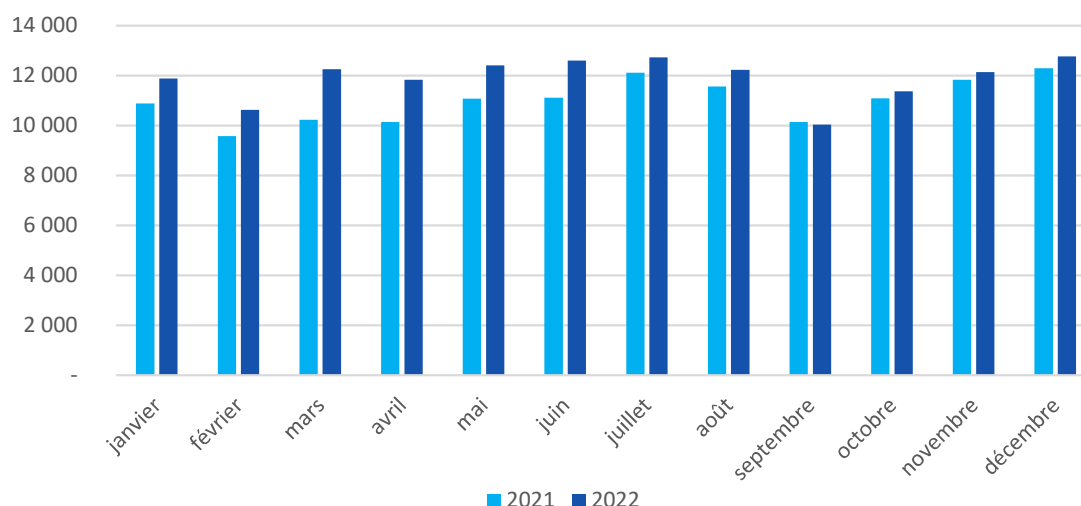


Figure 3 : évolution de l'énergie mensuelle (en MWh) en 2021 et 2022

## 1.2 Le parc de production thermique n'a pas évolué en 2021 et 2022.

Les moyens de production thermique, entièrement gérés par EDF, sont localisés sur la zone industrielle de Public (Galibay). D'une capacité totale de 34,2 MW, ils sont constitués de deux moteurs de 7,8 MW chacun mis en service fin 2013 et six moteurs de 3,1 MW chacun mis en service entre 1988 et 1997, ces derniers devant être déclassés progressivement à partir de l'horizon 2025 en fonction de leur nombre d'heures de fonctionnement passé et à venir.

Le niveau de croissance de la demande en énergie et l'ampleur de la pointe de consommation actuels et projetés conduisent à une exploitation aux limites des capacités de la centrale, en particulier lors des périodes de maintenance d'un moteur. Ceci augmente le risque de déséquilibre offre-demande et donc de dégradation de la qualité de fourniture sur l'île. En conséquence, le producteur tiers AGGREKO a répondu à l'appel d'offre du gestionnaire du système électrique EDF et mis en service en 2023 des groupes électrogènes mobiles pour une puissance pilotable de 5 MW. Ces groupes sont installés pour une durée minimale de 3 ans et pourront être prolongés, et/ou renforcés, en fonction de l'évolution de la consommation et du parc de production.

### 1.3 La part des énergies renouvelables dans le mix électrique reste constante à un niveau faible.

Jusqu'au début de l'année 2022, une seule unité de production à énergie solaire photovoltaïque, propriété de la Collectivité de Saint-Barthélemy, installée sur la citerne de Saint-Jean injectait sur le réseau (puissance installée : 19kWc ; production annuelle de l'ordre de 24 000 kWh). Le contrat a été résilié en février 2022 en raison de la destruction de la citerne et des travaux de construction d'un nouveau bâtiment.

Plusieurs installations photovoltaïques en autoconsommation sont présentes sur les toitures des bâtiments résidentiels de l'île. Il n'existe pas à ce jour de recensement exhaustif de l'ensemble de ces installations individuelles et donc de mesure permettant de quantifier le volume d'électricité produite.

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

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

Le Président de la Collectivité de Saint-Barthélemy a signé avec l'Etat le 15 septembre 2020 la convention cadre sur l'énergie. Cette étape a permis à la collectivité de rédiger avec les services de la Préfecture la première PPE portant les ambitions de transition énergétique de l'île. Le document projet issu de ce travail a été adopté lors du Conseil Territorial du 22 décembre 2022, en attendant sa validation par l'Etat. Dans le cadre de cette première PPE, le territoire de Saint-Barthélemy souhaite passer d'une énergie 100% fossile à une énergie majoritairement décarbonée, ce qui va nécessiter une transformation profonde du système électrique de l'île.

Le comité MDE créé le 20 novembre 2019 rassemble la Collectivité, la Préfecture, la DEAL Guadeloupe, l'ADEME Guadeloupe et EDF. Ce dernier a permis de proposer un premier cadre de compensation provisoire pour 2 ans qui a été approuvé par la Commission de Régulation de l'Energie le 21 avril 2022. Les premières campagnes de déploiement d'équipements performants énergétiquement devraient pouvoir démarrer en 2023.

Prenant en compte ces éléments de contexte, les analyses du Bilan Prévisionnel reposent sur deux scénarios, Azur et Emeraude, qui n'ont pas vocation à être des prévisions du futur, mais plutôt des possibilités crédibles, cohérentes et contrastées.

	Parc de production	Evolution de la consommation	Progression du véhicule électrique
Azur	Parc connu et développement des Energies Renouvelables +	Forte malgré les actions de Maîtrise de la Demande en Energie (scénario MDE de référence inscrit dans le projet de PPE)	Modérée
Emeraude	Parc connu et développement des Energies Renouvelables ++	Plus modérée grâce aux actions de Maîtrise de la Demande en Energie (scénario MDE renforcée inscrit dans le projet de PPE)	Dynamique

Tableau 3 : aperçu des deux scénarios étudiés dans le Bilan Prévisionnel

### 2.2 Un dynamisme économique tirant la consommation à la hausse alors que les effets de la MDE et de la mobilité électrique se compensent.

La construction des trajectoires de consommation repose sur plusieurs hypothèses concernant la démographie, l'économie dont le tourisme, et le développement du véhicule électrique.

#### 2.2.1 La population croît dans les deux scénarios et l'économie reste en croissance.

Les hypothèses démographiques sont basées sur le constat des dernières années qui voit la population de Saint-Barthélemy augmenter, et cela malgré le passage du cyclone Irma en 2017. La population a ainsi été modélisée en hausse et de manière identique dans les deux scénarios.

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Nombre d'habitants</b>	9035	9131	9279	9427	9625	9793	9961	10 124	10289	10585

Tableau 4 : historique de population (source : INSEE)

Le rapport de l'IEDOM sur l'activité 2021 indique qu'entre 2013 et 2019 le nombre d'habitants a augmenté au rythme annuel de +1,7%. En 2020, la population de Saint-Barthélemy est estimée à 10585 habitants (source : INSEE) avec une densité moyenne de 441 habitants par kilomètre carré. Cette croissance s'explique selon l'IEDOM par des soldes naturels et surtout migratoires positifs.

Par ailleurs, même si les actions d'efficacité énergétique doivent viser à maîtriser la puissance appelée et l'énergie consommée, plusieurs projets privés hors norme (de puissance supérieure à 100 kVA) dans le domaine de l'hôtellerie ou du résidentiel haut de gamme sont en cours de développement sur l'île, pour une puissance de raccordement estimée à 4 à 5 MVA dans les 4 ans à venir. Cela incite à extrapoler une croissance durable de l'économie du territoire.

### 2.2.2 La dynamique de développement de la mobilité électrique se confirme.

Le développement du véhicule électrique constitue un levier fort pour atteindre les objectifs de transition énergétique de la PPE. Avec la décarbonation croissante du mix électrique dans les années à venir, le véhicule électrique permettra en effet des gains importants en termes d'émissions de CO2 par rapport à un véhicule thermique équivalent.

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 à Saint-Barthélemy, EDF émet un certain nombre de préconisations allant dans le sens d'une recharge « vertueuse » limitant les appels de puissance sur le réseau pendant les périodes les plus contraintes, comme la pointe du soir où les marges sont moins importantes. Les préconisations sont adaptées selon le secteur et l'usage :

Secteur ou usage	Solution préconisée
Domicile	Appel réseau limité à 3,7 kW Pilotage heures pleines / heures creuses ou autre
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 5 : recommandations du gestionnaire de réseau pour le raccordement des véhicules électriques

Un signal réseau est mis à disposition par le gestionnaire de réseau en Open Data et permet d'indiquer aux opérateurs de bornes et aux propriétaires de véhicules électriques les périodes favorables et défavorables pour la recharge des véhicules.

Tenant compte d'une dynamique plus importante que dans d'autres territoires de la Caraïbe, les hypothèses de développement du véhicule électrique considérées sont les suivantes :

- Scénario Azur (« tendanciel ») : 20% du parc en 2033 ;
- Scénario Emeraude (« dynamique ») : 40% du parc en 2033.

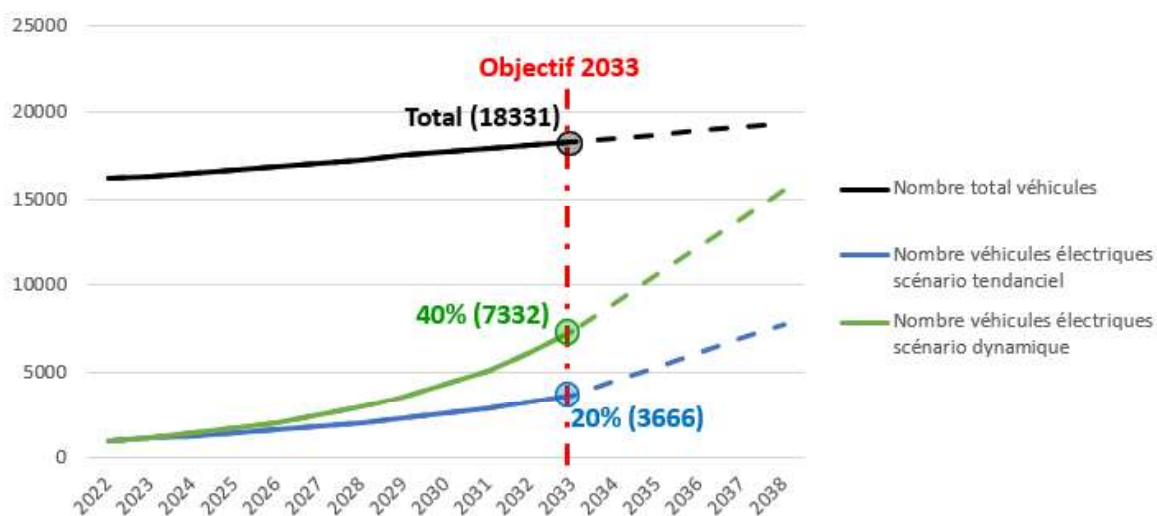


Figure 4 : évolution projetée du parc de véhicules électriques

### 2.2.3 La consommation est en croissance dans les deux scénarios.

A partir des tendances des sous-jacents décrits précédemment, les deux scénarios de consommation suivants ont été considérés :

- le scénario « Azur », traduisant une forte demande et faisant l'hypothèse d'une croissance annuelle en énergie de 6% jusqu'en 2025, 5% jusqu'en 2027, 3% jusqu'en 2033, puis 1% jusqu'en 2038.
- le scénario « Emeraude », traduisant une demande plus faible mais encore en croissance et faisant l'hypothèse d'une croissance de 4% jusqu'en 2025, 2% jusqu'en 2027, puis 1% jusqu'en 2038.

Le tableau ci-dessous synthétise l'énergie et la pointe moyenne de ces scénarios sur l'horizon d'étude :

	AZUR							
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2033	2038
Consommation annuelle (GWh)	152	161	171	179	188	194	224	236
Pointe maximale (MW)	22,8	24,2	25,6	26,9	28,2	29,1	33,7	35,4
Croissance relative (%)	6%	6%	6%	5%	5%	3%	3%	1%
	EMERAUDE							
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2033	2038
Consommation annuelle (GWh)	149	155	161	164	168	169	178	187
Pointe maximale (MW)	22,4	23,3	24,2	24,7	25,2	25,4	26,7	28,1
Croissance relative (%)	4%	4%	4%	2%	2%	1%	1%	1%

Tableau 6 : trajectoires de consommation

A noter : les 2 scénarios se veulent contrastés afin d'explorer le champ des futurs possibles, dans un contexte où l'évolution de consommation du territoire a récemment connu une forte volatilité, comme le montre le graphique ci-dessous.

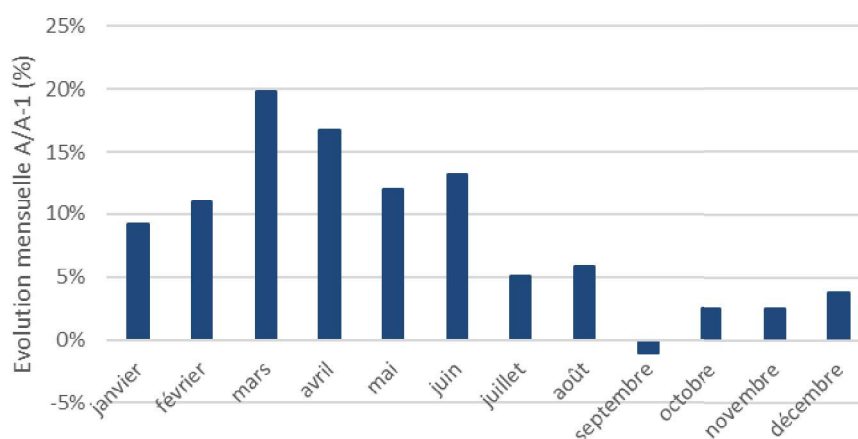


Figure 5 : évolution de l'énergie mensuelle 2022 versus même mois de 2021 (en %)

### 2.3 L'évolution de la puissance installée résulte essentiellement du déclassement d'actifs historiques et de l'arrivée de nouveaux actifs photovoltaïques et éoliens.

Des hypothèses différenciées de développement des Energies Renouvelables (EnR) ont été établies pour les scénarios Azur et Emeraude. Plus forte dans le scénario Emeraude, la dynamique de développement EnR est en cohérence, sur la période 2024-2033, avec le projet de PPE voté le 22 décembre 2022 par la collectivité de Saint-Barthélemy. Le scénario Azur prévoit quant à lui un développement EnR plus modéré.

Puissance installée (MW)		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2033	2038
<b>Azur</b>	EnR non pilotable (PV)	0	0	0,5	1,5	3	4,5	6	15	25
<b>Azur</b>	EnR non pilotable (éolien)	0	0	0	0	0	0	2	4	4
<b>Emeraude</b>	EnR non pilotable (PV)	0	0	0,6	2	4	7	10	20	30
<b>Emeraude</b>	EnR non pilotable (éolien)	0	0	0	0	0	0	4	4	4

Tableau 7 : hypothèses de développement du parc EnR non pilotable (PV + éolien)

Concernant l'évolution du parc de production de la centrale EDF, la date de déclassement des moteurs est estimée selon la fin de vie prévisionnelle des matériels basée principalement sur le nombre d'heures de marche. A ainsi été considéré dans cette étude le déclassement des six moteurs de 3,1 MW en 2025. Pour autant, cet échéancier pourra être adapté en fonction des décisions prises sur le renouvellement des installations.

A noter : le chantier de renouvellement de la centrale qui démarrera en 2025 nécessitera l'installation massive de groupes de secours afin de maîtriser les risques sur l'approvisionnement électrique durant toute la durée des travaux.

Une fois le chantier de renouvellement achevé, la conversion de la centrale à la biomasse liquide sera réalisée conformément aux ambitions du territoire de disposer d'une électricité 100% renouvelable.

Puissance (MW)		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2033	2038
<b>Azur</b>	Thermique pilotable « historique » (hors groupes mobiles temporaires)	34,2	34,2	34,2	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6
<b>Emeraude</b>	Thermique pilotable « historique » (hors groupes mobiles temporaires)	34,2	34,2	34,2	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6

Tableau 8 : hypothèses d'évolutions du parc de production thermique historique avec les déclassements progressifs prévus

Le fonctionnement et le mode de gestion des installations de production sont différents selon leur caractère pilotable ou non. La modélisation retenue pour simuler l'équilibre offre-demande s'attache à traduire de la façon la plus réaliste possible les caractéristiques des éléments du parc de production afin d'estimer la puissance disponible à chaque heure de l'année.

En complément de leur puissance maximale, les installations pilotables sont principalement 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 d'étude normatives qui ont été retenues sont exposées ci-après :

Moyen de production	Coefficient de disponibilité
Moteurs Diesel	90 %
Nouveaux moyens de production ajoutés pour respecter le critère de sécurité d'alimentation	90 %

Tableau 9 : coefficients de disponibilité retenus dans les analyses

Afin de représenter la variabilité de leur production, les installations non pilotables sont quant à elles représentées par des profils de production horaires. Les profils utilisés s'appuient sur plusieurs chroniques pour chacune des filières et présentent les coefficients de production moyen suivants :

Installation	Coefficient de production moyen
PV	16.4 %
Eolien	34.6 %

Tableau 10 : caractéristiques des moyens de production non pilotables considérées dans la modélisation

### 3 La sécurité d'alimentation est conditionnée à des investissements importants pour renouveler les moyens thermiques pilotables.

Les analyses présentées dans cette partie visent à quantifier le besoin en puissance pilotable pour le système jusqu'à horizon 2038. Elles ont été établies sur la base des hypothèses présentées dans les paragraphes précédents.

Les besoins système en puissance pilotable complémentaire sont présentés dans le tableau suivant :

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2033	2038
Azur	5 <sup>1</sup>	5	26	26	26	29	32	35
Emeraude	5 <sup>1</sup>	5	23	23	23	26	26	29

Tableau 11 : besoin cumulé de puissance pilotable complémentaire, année par année (MW)

On rappelle que l'une des hypothèses sous-jacentes à ces évaluations est celle de l'**arrêt définitif des 6 moteurs de 3,1 MW en 2025.**

Les besoins en puissance complémentaire explicités ci-dessus seront gréés en phase transitoire par des groupes de secours puis de manière pérenne par la mise en service des nouveaux moteurs de la centrale EDF de Public.

#### Développement des projets d'énergies renouvelables

A l'horizon 2038, les capacités pilotables constituées intégralement de moteurs fonctionnant à la biomasse devraient représenter 65 à 70% de la production. Tandis que les énergies non pilotables essentiellement constituées des filières solaire et éolienne, permettraient de satisfaire autour de 30 à 35% des besoins en énergie annuelle (contre 0% en 2023). Les profils de production de ces dernières étant très variables selon les heures de la journée et les jours de l'année, atteindre ce niveau suppose d'accepter des taux d'insertion instantanés sensiblement plus importants, en particulier pour le scénario Emeraude. Des études devront confirmer, année après année, la faisabilité technique des évolutions en cours et les investissements jugés nécessaires devront avoir été réalisés pour permettre l'atteinte de ces proportions d'énergie non pilotable.

En tant que gestionnaire de réseau, EDF identifiera les solutions permettant d'insérer les énergies non pilotables en plus grande quantité sans mettre en risque la sûreté du système électrique. Elles visent notamment :

- à contrôler les performances de tenue des installations d'énergie non pilotable aux creux de tension. En effet, la transition énergétique sur le territoire de Saint-Barthélemy 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 directives techniques.
- et mettre en place des prescriptions en termes de réserve rapide dans un premier temps, et d'inertie dans un second temps. Pour cela, le gestionnaire de réseau pourra encourager à moyen terme le développement de projets de stockage et porter à plus long terme un projet de compensateur synchrone.

<sup>1</sup> Les 5 MW nécessaires dès l'année 2023 font l'objet d'un contrat d'achat d'énergie via des groupes secours implantés sur la centrale EDF. Ce contrat pourra courir jusqu'à 2029 et s'étendre à 11 MW.



## Capacité de stockage

La mise en service d'un dispositif de stockage centralisé (c'est-à-dire piloté par le gestionnaire de réseau) sur l'île de Saint-Barthélemy permettrait notamment de maîtriser la stabilité dynamique du système électrique dans un contexte de plus forte variabilité de la production liée au solaire et à l'éolien, mais aussi d'insensibiliser la qualité de fourniture au déclenchement unitaire d'un groupe de production historique.

Ainsi, une puissance de 8 MW permettrait d'assurer un service de réserve rapide couvrant la perte du plus gros groupe couplé (permettant ainsi de réduire le nombre de coupures clientèle par délestage). Un dispositif multi-services permettrait de cumuler fonctionnalités de réserve rapide et d'arbitrage, c'est-à-dire de recharge en milieu de journée lors de la pointe solaire et de décharge au moment de la pointe de consommation du soir.