



Bilan Prévisionnel

de l'équilibre offre - demande
d'électricité

La Réunion

Horizon 2024-2040



Synthèse

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

Afin d'explorer le champ des futurs possibles, deux scénarios sont étudiés, dont les caractéristiques sont présentées dans le tableau ci-dessous.

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

Principales caractéristiques des deux scénarios étudiés dans le Bilan Prévisionnel

Dans les deux scénarios, la consommation en énergie et la puissance à la pointe sont en hausse. En effet, la dynamique de développement économique et démographique du territoire ainsi que de la mobilité électrique tirent les trajectoires de consommation à la hausse, en dépit des actions de maîtrise de la demande en énergie et du pilotage partiel de la recharge des véhicules électriques, en lien avec les ambitions de la PPE en vigueur.

Les deux scénarios connaissent une augmentation marquée des capacités des énergies renouvelables fatales, cohérente avec les cibles visées dans la PPE en vigueur. Par ailleurs, à mi 2024, conformément à la PPE en vigueur et au calendrier des chantiers en cours et prévus, toutes les installations fonctionnant au charbon et au fioul ont été converties à la biomasse. Ainsi, le mix électrique de La Réunion est aujourd'hui essentiellement renouvelable, hormis sur quelques heures de l'année durant lesquelles la sollicitation de moyens de pointe non renouvelables reste nécessaire.

On notera que si les chantiers de conversion des centrales charbon et fioul ont été finalisés, l'équilibre offre-demande présente néanmoins des marges limitées et des risques significatifs à court et moyen termes. En effet, les conséquences des récents cyclones sur la centrale hydroélectrique de Rivière de l'Est, stratégique pour le système électrique, conduisent à d'importants travaux de réparation et de fiabilisation. D'autre part, les centrales converties à la biomasse doivent démontrer leur fiabilité dans la durée, après un premier semestre 2024 compliqué. Si besoin, le gestionnaire du système poursuivra l'utilisation de groupes de secours pour sécuriser l'équilibre offre demande à court terme.

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

Des besoins en puissance pilotable, résumés dans le tableau ci-dessous, apparaissent sur la période 2033-2040 de manière différenciée sur les deux scénarios, en fonction des hypothèses considérées sur la croissance de la consommation et, en particulier, sur l'échéance du contrat de la centrale de Port-Est ainsi que de la conversion au biocarburant ou de l'arrêt des TAC 41 et 42 au cours de cette décennie.

	Hepp¹	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2033	2040
Azur	>2000 h	0	0	0	0	0	0	20	340
	<2000 h	0	0	0	0	0	0	60	140
Emeraude	>2000 h	0	0	0	0	0	0	0	180
	<2000 h	0	0	0	0	0	0	0	80

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

Comme dans le dernier bilan prévisionnel, un besoin de puissance de 80 MW apparaît ainsi en 2033 dans Azur puis atteint 480 MW en 2040. Dans le scénario Emeraude, dans lequel les TAC41 et 42 sont converties au biocombustibles et présentes en 2040, un besoin moindre de puissance pilotable de 260 MW apparaît.

Les leviers à disposition de La Réunion pour répondre à ces nouveaux besoins sont multiples : la prolongation du contrat de la centrale de Port-Est, l'extension de la durée de vie ou la conversion des TAC41 et 42, l'investissement dans des moyens de stockage ou de nouveaux moyens de production et l'indispensable intensification des efforts d'actions de maîtrise de la demande en énergie.

La montée en puissance des énergies renouvelables non pilotables amplifiera par ailleurs le besoin en flexibilité du système électrique. Celle-ci sera apportée par le parc de production pilotable, les moyens de stockage et le pilotage de la demande. Ainsi, en plus de fournir de la réserve, des moyens de stockage centralisés multi-services, pilotés par le gestionnaire du système électrique, pourront être utilisés pour du report de charge au sein de chaque journée ou semaine. La mise en place effective du pilotage de la recharge des véhicules électriques sera quant à elle déterminante pour gérer au mieux la demande au fil de la journée, limiter la puissance de pointe et favoriser l'utilisation de l'énergie solaire lorsqu'elle est abondante.

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

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

Les moyens de stockage participeront quant à eux également à la fourniture des réserves primaire et secondaire pour assurer la tenue et la stabilité en fréquence. Le besoin total en réserve primaire, qui doit permettre de compenser la perte du plus gros groupe sans recours à du délestage de la consommation, est d'une cinquantaine de mégawatts. A l'horizon 2033 dans le scénario Emeraude, le besoin en réserve secondaire pour La Réunion pourrait atteindre quant à lui environ 200 MW aux heures où les productions éolienne et photovoltaïque sont les plus élevées (voir tableau suivant).

	Réserve primaire	Réserve secondaire
Besoin (MW)	50	200

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

¹ Hepp : heures équivalent pleine puissance.

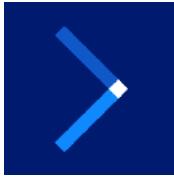
Par ailleurs, les moyens de stockage peuvent également répondre aux besoins en puissance piloteable identifiés, comme l'illustre le tableau ci-dessous. On notera que les premiers volumes de stockage installés couvrent efficacement les besoins en puissance piloteable complémentaires. Cette efficacité se réduit notablement au fur et à mesure de l'extension de ces volumes.

		2040		
		Sans stockage complémentaire	Avec 100 MW/400 MWh de stockage complémentaire	Avec 200 MW/800 MWh de stockage complémentaire
Azur	Hepp¹	340	300	300
	<2000 h	140	100	80

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

Enfin, les études de révision du S2REnR sont en cours. Si elles mettent en évidence des besoins de renforcement de liaisons HTB ou de certains postes sources, il sera indispensable d'articuler les délais de réalisations (nécessairement longs pour les liaisons HTB) de ces travaux avec la dynamique de mise en service des nouveaux moyens de production et d'inscrire les stratégies préférentielles proposées dans la durée en cohérence avec la vision long terme du futur schéma directeur HTB notamment pour les potentiels besoins de renforcements structurants du réseau HTB. A ce titre, l'enjeu de la spatialisation des nouveaux moyens de production ainsi que le besoin de résilience du système électrique constituent des paramètres essentiels qu'il conviendra de prendre en compte collectivement pour établir ces stratégies préférentielles.

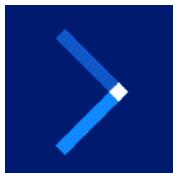
¹ Hepp : heures équivalent pleine puissance.



Sommaire

Le Bilan Prévisionnel éclaire, pour les quinze prochaines années, les besoins d'un système électrique en transition	8
1 La croissance de la consommation se poursuit, simultanément à celle des énergies renouvelables.....	9
1.1 La demande d'électricité a crû en 2023.....	10
1.1.1 L'énergie annuelle et la pointe suivent une tendance de fond haussière.....	10
1.1.2 La demande présente un plateau en journée et une pointe le soir	10
1.1.3 La demande se concentre au niveau des principaux pôles d'activité	12
1.1.4 La dynamique des actions de Maîtrise de la Demande en Energie se poursuit	
12	
1.2 En 2023, la part des énergies renouvelables dans le mix réunionnais a fortement progressé pour atteindre 54% de la production totale.....	14
1.2.1 Les moyens de production sont répartis de manière homogène sur le territoire réunionnais.....	15
1.2.2 Energies renouvelables non synchrones* (310 GWh).....	16
1.2.3 Hydraulique : une production 2023 en-deçà de la moyenne (393 GWh).....	16
1.2.4 Autres énergies renouvelables (15 GWh).....	17
1.2.5 Moyens thermiques (2361 GWh).....	17
1.2.6 Stockage.....	18
1.2.7 Tableau de synthèse du parc installé au 01/07/2024.....	19
2 Le Bilan Prévisionnel s'appuie sur deux scénarios prospectifs, Azur et Emeraude, afin d'explorer des futurs possibles.....	20
2.1 Des évolutions majeures du système électrique sont attendues à l'horizon 15 ans	
20	
2.2 La consommation, portée par la démographie et le développement de la mobilité électrique, est en forte croissance sur l'horizon de l'étude.....	20
2.2.1 Population et PIB sont en croissance	21
2.2.2 Les actions de maîtrise de la demande en énergie seront structurantes pour limiter la hausse de la consommation.....	21
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	
22	
2.2.4 La consommation d'énergie augmente sur tout l'horizon dans les deux scénarios.....	24
2.3 La puissance du parc installé est marquée par une croissance soutenue des énergies renouvelables.....	25
2.3.1 L'évolution de la puissance installée résulte essentiellement de l'arrivée de nouveaux actifs	25
2.3.2 La disponibilité des actifs est déterminée en fonction des technologies.....	27

3	Ce Bilan Prévisionnel confirme le besoin en puissance pilotable à l'horizon 10 ans	28
3.1	Un besoin de puissance pilotable apparaît d'ici dix ans	28
3.2	A court terme, le système doit rester sous vigilance	29
3.3	Le développement des énergies non synchrones nécessitera une adaptation du système pour garantir un bon niveau de sûreté.....	29
3.3.1	L'essor des énergies non synchrones doit s'accompagner du développement de services système complémentaires pour permettre leur insertion.....	29
3.3.2	Les moyens de stockage permettent de fournir de la réserve supplémentaire indispensable à la stabilité du système	31
3.3.3	Les compensateurs synchrones permettent de fournir de l'inertie	31
3.4	Des flexibilités à apporter par la production, le stockage et la demande pour répondre à des besoins amplifiés par la montée en puissance des énergies non pilotables	32
3.4.1	Le profil de demande résiduelle est modifié et le besoin de flexibilité augmente.....	32
3.4.2	Les actifs pilotables apportent de la flexibilité	32
3.4.3	Les actifs de stockage peuvent rendre plusieurs services au système électrique.....	32
3.4.4	Le développement du véhicule électrique nécessite un effort important de pilotage de la recharge.....	33
3.5	L'implantation des moyens de production au plus proche des poches de consommation permet d'optimiser la structure du réseau.....	36



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

Le présent document constitue le Bilan Prévisionnel de La Réunion. 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 pilotable* permettant de garantir le respect du critère de défaillance*, fixé dans la Programmation pluriannuelle de l'énergie* (PPE) de La Réunion¹ à trois heures par an, en moyenne. Il repose sur les informations disponibles début 2024, dont les dernières estimations de l'INSEE. L'édition 2024 met à jour, sur la période 2024-2040, les analyses présentées dans les éditions précédentes.

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

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

- la consommation, avec la montée en puissance de la mobilité électrique et le développement de la maîtrise de la demande en énergie (MDE) ;
- la production, avec une forte dynamique de développement des énergies renouvelables ;
- l'adaptation globale du système pour réussir l'insertion des énergies renouvelables non synchrones* (c'est-à-dire interfacées par électronique de puissance) et préparer l'arrivée de nouvelles installations comme le stockage, en assurant la 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 qui sont présentés en troisième partie. Le Bilan prévisionnel souligne également les enjeux liés au système électrique des différents scénarios ainsi que les prérequis à leur réalisation.

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

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

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.

1 La croissance de la consommation se poursuit, simultanément à celle des énergies renouvelables

Ce paragraphe fournit des éléments chiffrés sur l'état du système électrique réunionnais en 2023. Par ailleurs, au titre de ses obligations de gestionnaire de réseau de distribution d'électricité, EDF a créé un portail *Open Data EDF La Réunion* (<https://opendata-reunion.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 publiées les rubriques suivantes : émissions annuelles directes de CO ₂ liées à la production d'électricité, file d'attente producteurs, 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, sont publiées les actions de maîtrise de la demande en énergie effectuées auprès des particuliers et dont le gestionnaire de réseau a connaissance.
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.
Météo de l'électricité 	Le site met à disposition le signal « Météo de l'électricité », reflétant la tension du système électrique pour le jour même et pour les trois jours à venir. Le signal indique aux consommateurs les heures pendant lesquelles la modération permet de réduire le risque de coupure, ainsi que les heures favorables aux reports de leurs usages : <ul style="list-style-type: none">• Signal vert : pas d'alerte ;• Signal orange : système tendu, écogestes nécessaires ;• Signal rouge : système très tendu, écogestes nécessaires pour éviter les coupures. Les écogestes permettant de réduire sa consommation d'électricité de manière responsable sont également présentés.

Tableau 1 : données disponibles 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 a crû en 2023

1.1.1 L'énergie annuelle et la pointe suivent une tendance de fond haussière

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. En 2023, l'énergie nette livrée au réseau est en légère hausse par rapport à l'année 2022, essentiellement en raison des conditions climatiques de l'année. La puissance de pointe maximale a atteint 498 MW (moyenne sur une heure) au cours d'une journée du mois de février. Pour la demande annuelle comme pour la pointe, la tendance de fond est à la hausse : sur la période 2013-2023, le taux de croissance annuel moyen de la demande et de la pointe est de 1%/an.

Energie livrée au réseau	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Energie nette (GWh)	2814	2857	2891	2944	2985	2962	3047	2977	3089	3064	3085
Croissance (par rapport à l'année précédente)	0,1%	1,5%	1,2%	1,8%	1,4%	-0,8%	2.9%	-2.3%	3.8%	-0.8%	0.7%

Puissance de pointe	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Puissance (MW)	456	468	464	469	482	484	498	484	502	487	498
Croissance (par rapport à l'année précédente)	1,6%	2,6%	-0,9%	1,1%	2,8%	0,4%	2.9%	-2.9%	3.8%	-2.9%	2.3%

Tableau 2 : historique du niveau de demande

Concernant les pertes totales du réseau, c'est-à-dire la différence entre l'énergie livrée à ce réseau et l'énergie livrée aux clients raccordés, elles ont représenté de l'ordre de 187 GWh en 2023, soit 6 % de l'énergie livrée au réseau.

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

Plus il fait chaud, plus la consommation d'électricité est élevée, du fait d'une utilisation accrue de la climatisation. Ainsi, la consommation est saisonnalisée : plus forte durant l'été austral, elle diminue de mai à septembre (cf. figure ci-dessous).

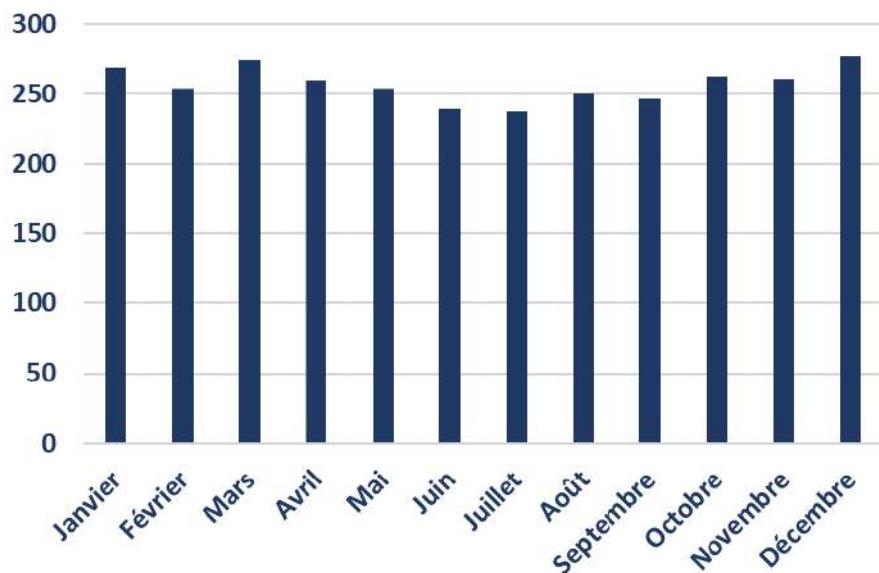


Figure 1 : demande mensuelle en 2023 (en GWh)

La figure suivante présente la forme de la consommation réunionnaise sur des journées représentatives d'été et d'hiver australs. La courbe de charge est caractérisée par un plateau en journée sensible à la température (climatisation tertiaire essentiellement) et une pointe du soir principalement liée à la consommation des clients résidentiels (éclairage et appareils domestiques). Du fait d'un usage plus faible de la climatisation, la consommation est plus faible en hiver austral.

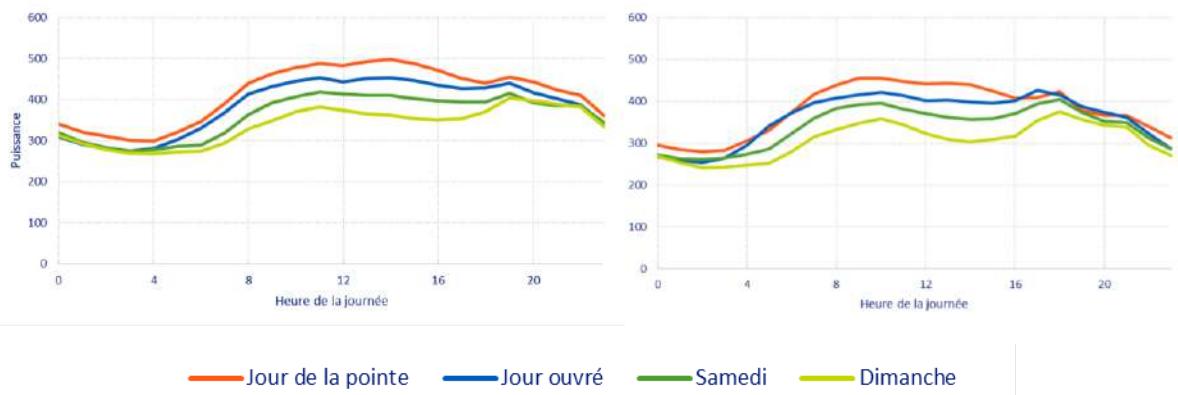


Figure 2 : structure journalière de la demande en 2023 (en MW) – été austral (à gauche) et hiver austral (à droite)

Quant à la figure suivante, elle 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. La production photovoltaïque en milieu de journée vient renforcer, voire créer, un creux de demande résiduelle en milieu de journée. Ce creusement de la demande résiduelle en journée par rapport à la pointe du soir nécessite une très bonne réactivité des moyens de production pilotables qui permettent de répondre à cette pointe. La demande résiduelle est influencée à la fois par la demande et par les conditions météorologiques qui impactent les productions éolienne et photovoltaïque.

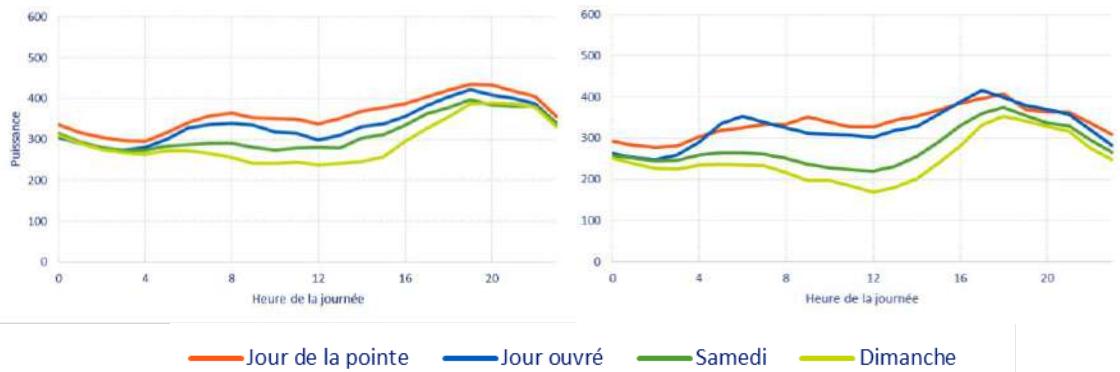


Figure 3 : demande résiduelle sur les mêmes journées de 2023 (en MW) – été austral (à gauche) et hiver austral (à droite)

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

Le graphique ci-dessous présente la répartition des foyers de consommation en 2023. Il apparaît que la consommation se concentre autour des pôles d'activité majeurs : Saint-Denis, Saint-Pierre et Saint-Paul.

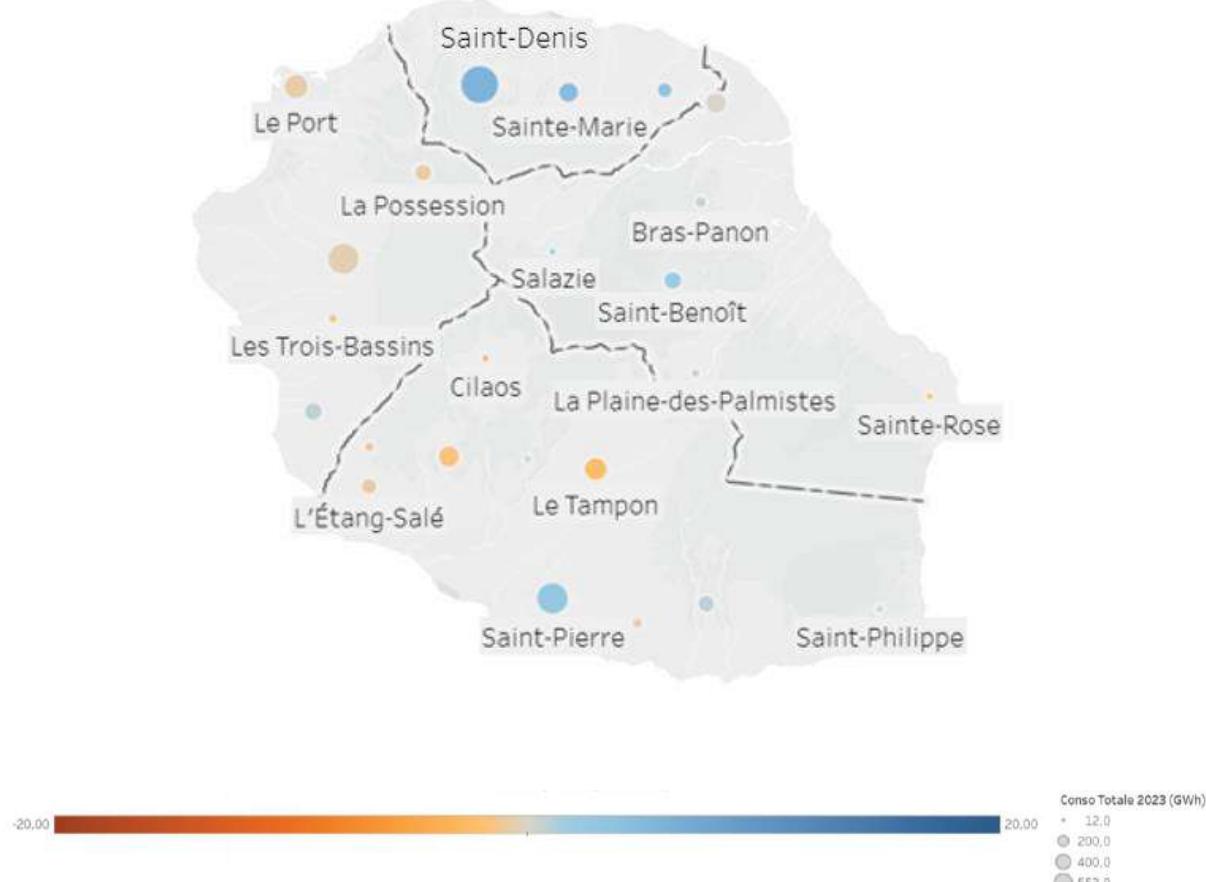


Figure 4 : répartition de la consommation par commune à La Réunion

1.1.4 La dynamique des actions de Maîtrise de la Demande en Energie se poursuit

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

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

Effet des actions liées au cadre de compensation	2019	2020	2021	2022	2023
Energie effacée (GWh)	34	60	114	187	266 ¹

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

Sur les quatre années de la période 2019-2022, La Réunion a ainsi réalisé un effacement de consommation cumulé correspondant à 102% de l'objectif quinquennal 2019-2023. Les délibérations de la CRE dont les références sont indiquées ci-après fournissent des informations complémentaires sur les bilans annuels des cadres de compensation sur la période 2019-2022.

Bilan 2019	Bilan 2020	Bilan 2021	Bilan 2022
DELIBERATION N°2021-56 Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 11 mars 2021 portant décision relative au bilan de l'année 2019 et à la mise à jour du cadre territorial de compensation pour les petites actions de MDE à La Réunion	DELIBERATION N°2021-342 Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 18 novembre 2021 portant communication relative au bilan de l'année 2020 des cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Guadeloupe, en Guyane, en Martinique et à La Réunion	DELIBERATION N°2023-59 Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 2 février 2023 portant décision relative au bilan de l'année 2021 et à la mise à jour des cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Corse, en Guadeloupe, en Guyane, en Martinique, à Mayotte et à La Réunion	DELIBERATION N°2023-347 Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 novembre 2023 portant décision relative au bilan de l'année 2022 des cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Corse, en Guadeloupe, en Guyane, en Martinique, à Mayotte, à La Réunion et à Saint-Barthélemy, et à la prolongation de ces cadres en 2024

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

¹ Valeur pour l'année 2023 en cours de validation par la CRE. De ce fait, les hypothèses de projections présentées en seconde partie du document ne tiennent pas compte de cette valeur, mais se basent sur les valeurs validées par la CRE (c'est-à-dire jusque 2022).

1.2 En 2023, la part des énergies renouvelables dans le mix réunionnais a fortement progressé pour atteindre 57% de la production totale

En 2023, la part des énergies renouvelables dans le mix a fortement progressé par rapport à l'année 2022, pour atteindre 57%, portée notamment par la bioénergie. L'année 2023 a en effet vu la conversion du site PEI de Port-Est : les 12 moteurs fonctionnent désormais avec de la biomasse liquide, contribuant à réduire significativement la part du fioul dans le mix (43% en 2022). D'autre part, les 2 tranches du site Albioma de Bois Rouge ont été converties courant 2023 pour fonctionner à la biomasse en dehors de la période sucrière. De même, la tranche B du site Gol (48,5 MW) ne fonctionne désormais plus au charbon, mais à la biomasse.

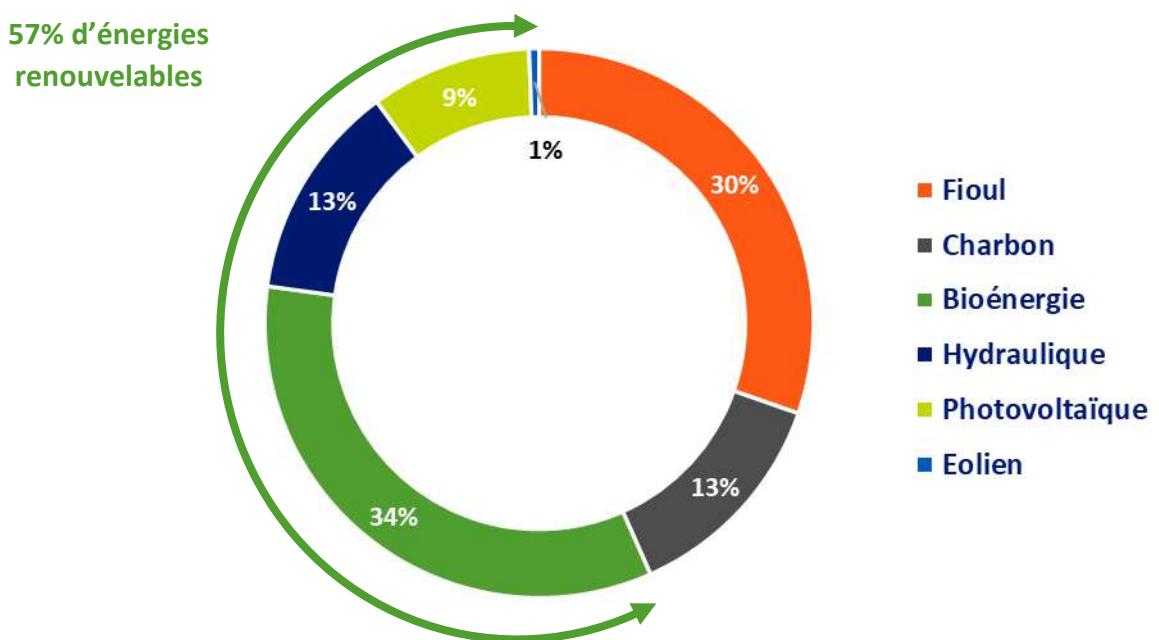


Figure 5 : mix électrique de l'année 2023

La production annuelle hydraulique en 2023, après un record décennal de production en 2022, est quant à elle retombée à un niveau inférieur à la moyenne de cette même période.

1.2.1 Les moyens de production sont répartis de manière homogène sur le territoire réunionnais

La figure suivante présente la localisation des capacités de production les plus importantes à La Réunion.

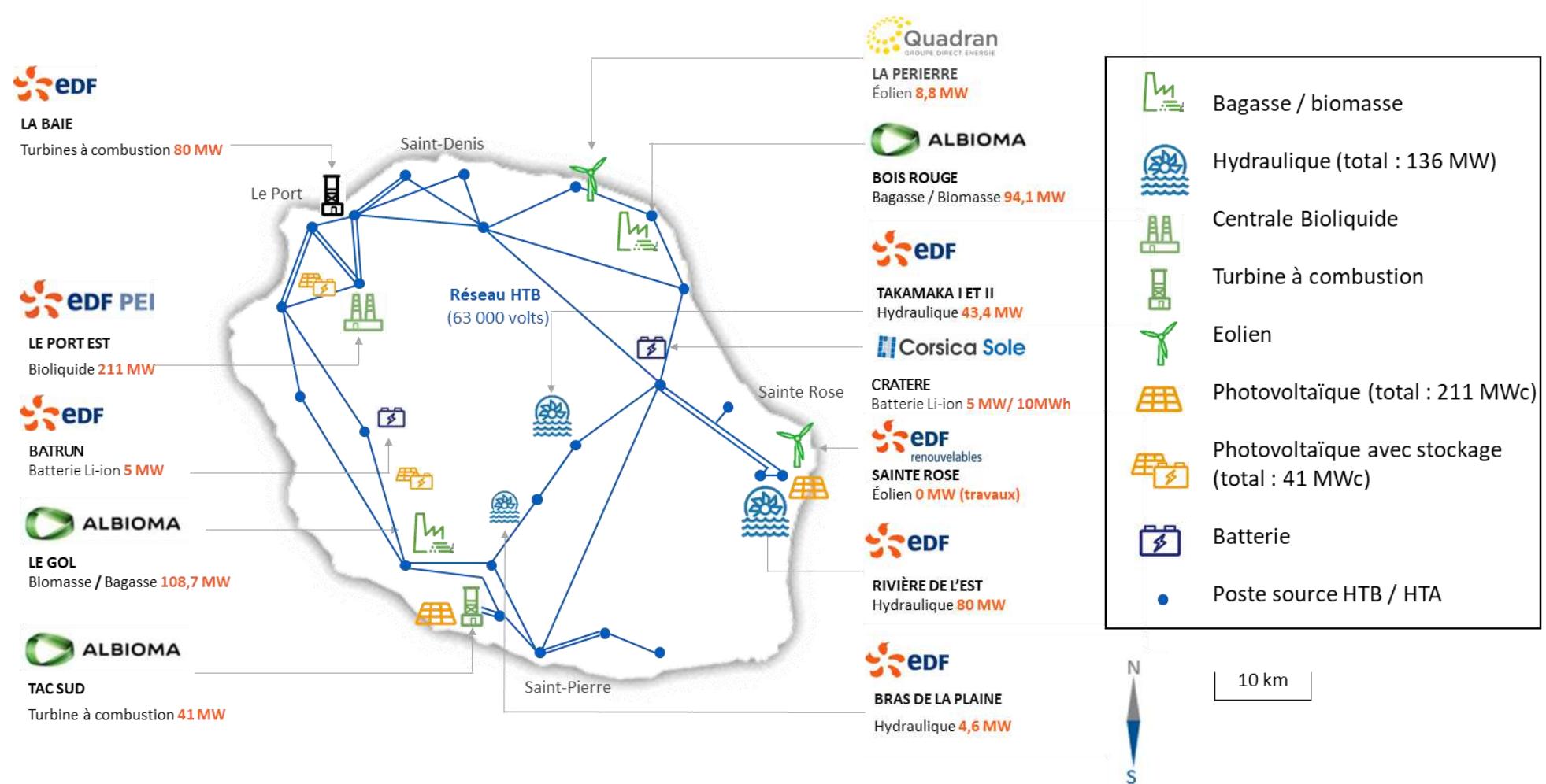


Figure 6 : schéma du système électrique réunionnais au 01/07/2024, avec une capacité totale de production de 563 MW

1.2.2 Energies renouvelables non synchrones* (310 GWh)

Photovoltaïque avec et sans stockage (292 GWh)

Avec 210 MW installés, la filière solaire représente aujourd’hui la troisième source d’énergie renouvelable après les bioénergies et l’hydraulique. A la suite des appels d’offres lancés pour des installations photovoltaïques avec stockage, plusieurs installations ont été mises en service totalisant 39 MWc de puissance installée à fin 2023. La filière photovoltaïque à La Réunion est caractérisée par son caractère diffus, avec une majorité des installations raccordées au réseau de distribution sur des départs comprenant également de la consommation.

Eolien (18 GWh)

La part de l’éolien reste modeste, du fait d’un régime de vent perturbé par le relief et dès lors peu favorable. En 2023, la production d’origine éolienne a connu un rebond substantiel avec la remise en service d’une partie du parc de la Perrière après son *repowering**. La seconde partie de ce parc rénové sera mise en service courant 2024. Un projet de *repowering* est également prévu pour le parc de Sainte Rose avec des travaux qui devraient prendre fin en 2026.

1.2.3 Hydraulique : une production 2023 en-deçà de la moyenne (393 GWh)

La Réunion comporte deux ouvrages majeurs de grande hydraulique : Rivière de l’Est et Takamaka. Leur fonctionnement, essentiel pour le système électrique, est contraint par la taille des réserves en eau (équivalentes à quelques heures de turbinage à pleine puissance) et par le niveau d’hydraulicité (pluviométrie et disponibilité des ouvrages assurant le captage de l’eau). La répartition de l’énergie est donc optimisée sur la journée, en gérant le stock d’eau pour concentrer la production aux moments où elle a le plus de valeur. L’hydraulique peut par exemple apporter les services suivants :

- limiter l’utilisation des moyens de pointe,
- lisser le fonctionnement des groupes thermiques pour limiter le nombre d’arrêts/démarrages,
- compenser les fluctuations de production ou les aléas de la consommation et des énergies intermittentes,
- limiter les conséquences sur la clientèle des aléas impactant la production ou le réseau,
- apporter de l’inertie au système électrique.

Les autres ouvrages fonctionnent au fil de l’eau, leur production n’étant pas modulable. La proportion des ouvrages fonctionnant au fil de l’eau est faible au regard de l’ensemble de la production hydraulique du territoire.

La puissance moyenne injectée sur le réseau par la production hydraulique est de l’ordre de 50 MW (pour une année moyenne), tandis que la puissance maximale atteinte est de l’ordre de 130 MW.

La production hydraulique peut fortement varier d’une année à l’autre en fonction des précipitations. Avec plus de 600 GWh, 2018 et 2022 ont été de très bonnes années de production hydraulique, comme illustré sur la figure suivante. L’année 2023 a en revanche connu une hydraulicité moins soutenue qui, combinée à une indisponibilité de plusieurs semaines de la prise d’eau principale de l’ouvrage de Rivière de l’Est, a entraîné une baisse de la production hydraulique à 390 GWh (proche du minimum sur les dix dernières années datant de 2021). La production annuelle peut varier de +/- 20% par rapport à la moyenne décennale, qui se situe autour de 480 GWh (soit une amplitude d’environ 200 GWh).

Les récents cyclones Cheneso (2023) et Belal (2024) ont fragilisé la centrale hydroélectrique de Rivière de l’Est qui va nécessiter d’importants travaux de sécurisation et de réparation pour retrouver un fonctionnement nominal.

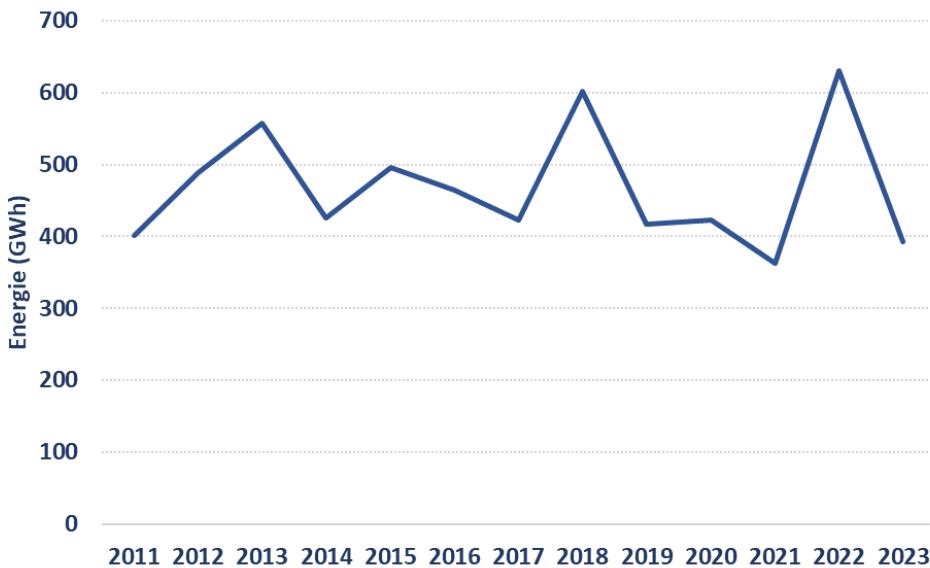


Figure 7 : production hydraulique annuelle sur la période 2011-2023

1.2.4 Autres énergies renouvelables (15 GWh)

Biogaz (15 GWh)

Cette source d'énergie, relativement constante, représente une puissance installée de 7 MW. Le site de Saint-Benoît Energies Vertes (SBEV), de 2,3 MW a été mis en service fin 2022.

1.2.5 Moyens thermiques (2361 GWh)

Centrales charbon/biomasse/bagasse (923 GWh dont 201 GWh de bagasse)

La centrale charbon/biomasse de Bois-Rouge, exploitée par la société Albioma, comporte trois tranches pour une puissance totale de 94,1 MW. Les deux premières tranches (Bois-Rouge 1.1 et 1.2), mises en service en 1992, fonctionnent à la bagasse pendant la période sucrière (de juillet à décembre) et, depuis mi-2023 à la biomasse solide le reste de l'année à la suite des travaux de conversion. La puissance électrique délivrée par ces tranches diminue en période sucrière, une partie de la vapeur produite étant consommée par la sucrerie. La troisième tranche de cette centrale (Bois-Rouge 2) d'une puissance de 43,2 MW, a été mise en service en 2004 pour un fonctionnement au charbon puis a été convertie courant 2022 à la biomasse solide. La totalité de la centrale de Bois-Rouge est donc aujourd'hui de type biomasse-bagasse.

Fonctionnant sur le même schéma que la centrale de Bois-Rouge, la centrale Albioma du Gol comporte une tranche de 48,5 MW (Le Gol B, en service depuis 2006) et deux tranches biomasse/bagasse (en service depuis 1996) de 55,3 MW au total (Le Gol A.1 et A.2) dont les conversions à la biomasse solide ont été finalisées respectivement en février et juillet 2024. Les centrales converties à la biomasse doivent démontrer leur fiabilité dans les mois qui viennent.

TAC Saint-Pierre (67 GWh)

La turbine à combustion (TAC) de 41 MW d'Albioma a été mise en service début 2019. Elle permet de sécuriser l'alimentation électrique du territoire et de valoriser le bioéthanol produit sur l'île de La Réunion. En 2023, cette turbine a produit 67 GWh dont 3,2 GWh au bioéthanol.

Centrale diesel de Port Est (1321 GWh dont 501 GWh de bioliquide)

Cette centrale comprend douze groupes de 17,6 MW chacun (soit un total de 211 MW). Elle est exploitée par EDF Production Electrique Insulaire (EDF PEI, filiale d'EDF à 100 %). Depuis le mois d'octobre 2023, les douze groupes de la centrale de Port Est fonctionnent au bioliquide.

TAC de la Baie (50 GWh)

Le parc compte deux TAC propriété d'EDF (40 MW chacune) sur le site de la Baie au Port, pour un total de 80 MW. Ces turbines, fonctionnant au Gasoil Non Routier (GNR), sont utilisées pour la gestion de la pointe journalière de consommation et comme moyen de secours en cas d'aléas sur le système électrique (ex. : défaillance d'autres moyens de production, conditions climatiques).

Groupes électrogènes de secours (1 GWh)

Pour sécuriser la période des conversions, des groupes électrogènes ont été installés sur plusieurs postes sources du territoire pour une puissance totale de 24 MW. Ils seront conservés pour sécuriser l'équilibre offre-demande pendant la période de fiabilisation des moyens de production convertis et de réparation et sécurisation de la centrale de rivière de l'est.

1.2.6 Stockage

La mise en service fin 2018 de la batterie Batrun (EDF) de 5 MW au poste de Saint-Leu a vocation à limiter les conséquences de la perte d'un moyen de production, grâce à la libération rapide de puissance.

La batterie Cratère (Corsica Sole) sur la commune de Saint-Benoît a été mise en service en début 2022. Cette batterie, d'une capacité de 5 MW/10 MWh permet d'apporter principalement un service de report de charge ainsi qu'un soutien à la fréquence en cas de baisse marquée de celle-ci.

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

Producteur	Site	Type	Date de mise en service	EnR	Pilotable	Synchrone	Niveau de tension	Puissance
Albioma	Bois-Rouge 1.1 et 1.2	Biomasse / Bagasse	1992	✓	✓	✓	HTB	50,9 MW
Albioma	Bois-Rouge 2	Biomasse	2004	✓	✓	✓	HTB	43,2 MW
Albioma	Le Gol A.1 et A.2	Biomasse / Bagasse	1996	✓	✓	✓	HTB	56,9 MW
Albioma	Le Gol B	Biomasse	2006	✓	✓	✓	HTB	48,5 MW
EDF-PEI	Port Est	Bioliquide	2013	✓	✓	✓	HTB	211,0 MW
EDF	La Baie	TAC GNR	2002	✗	✓	✓	HTB	40,0 MW
EDF	La Baie	TAC GNR	2009	✗	✓	✓	HTB	40,0 MW
Albioma	Saint-Pierre	TAC bioéthanol/ GNR	2019	✗/✓	✓	✓	HTB	41,0 MW
Multiples	Multiples	Biogaz	Multiples	✓	✗	✓	HTA	7 MW
EDF	Rivière de l'Est	Hydraulique	1980 (groupes 1 à 3) 2011 (4)	✓	✓	✓	HTB	80,0 MW
EDF	Takamaka 1	Hydraulique	1968	✓	✓	✓	HTB	17,4 MW
EDF	Takamaka 2	Hydraulique	1989	✓	✓	✓	HTB	26,0 MW
EDF	Bras de la Plaine	Hydraulique	1972	✓	✗	✓	HTA	4,6 MW
Multiples	Multiples	Hydraulique	Multiples	✓	✗	✓	HTA/BT	8,4 MW
EDF EN	Sainte-Rose	Eolien	2004	✓	✗	✗	HTA	0 MW ¹
TotalEnergies	Perrière	Eolien	2022	✓	✗	✗	HTA	8,8 MW
NW Energy	Sainte-Rose	Photovoltaïque	2009	✓	✗	✗	HTA	5,1 MW
EDF EN	Sainte-Rose	Photovoltaïque	2009	✓	✗	✗	HTA	10,5 MW
Engie	Sainte Marie	Photovoltaïque	2010	✓	✗	✗	HTA	4,4 MW
SOC Bethleem	Saint Benoît	Photovoltaïque	2011	✓	✗	✗	HTA	6,6 MW
Albioma Solaire	Saint Benoît	Photovoltaïque	2011	✓	✗	✗	HTA	5,4 MW
Multiples	Multiples	Photovoltaïque	Multiples	✓	✗	✗	HTA/BT	178 MW
Akuo	Le Port	Photovoltaïque avec stockage	2014	✓	✗	✗	HTA	9,0 MW
Akuo	Etang-Salé	Photovoltaïque avec stockage	2015	✓	✗	✗	HTA	9,0 MW
Multiples	Multiples	Photovoltaïque avec stockage	Multiples	✓	✗	✗	HTA/BT	24 MW
EDF	Saint-Leu	Stockage	2018	s.o.	✗	✗	HTA	5,0 MW
Corsica Sole	Abondance	Stockage	2022	s.o.	✓	✓	HTA	5,0 MW

¹ Repowering en cours.

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

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

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

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

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

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

Le scénario 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 et enfin une forte électrification de l'usage transport avec un bon degré de pilotage de la charge de ces véhicules.

2.2 La consommation, portée par la démographie et le développement de la mobilité électrique, est en forte croissance sur l'horizon de l'étude

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

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

2.2.1 Population et PIB sont en croissance

Les projections démographiques sont réalisées en se basant sur la population 2023 et en y appliquant les taux de croissance prévus par l'INSEE (mis à jour fin 2022 dans le modèle Omphale) : scénarios haut pour Azur et scénario central pour Emeraude. Comme l'illustre le tableau ci-dessous, la population est en hausse dans les deux scénarios.

Milliers d'habitants	2023	2029	2033	2040
Azur	881	913	935	971
Emeraude	881	900	909	922

Tableau 6 : hypothèses de population

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

PIB (Md€ ₂₀₁₀)	2023	2029	2033	2040
Azur	20,3	22,2	23,6	26,1
Emeraude	20,3	21,2	21,8	22,8

Tableau 7 : hypothèses d'évolution du PIB

2.2.2 Les actions de maîtrise de la demande en énergie seront structurantes pour limiter la hausse de la consommation

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

Au-delà de 2028, il n'existe à ce jour pas de décision concernant un nouveau cadre de compensation. Quant aux cibles du cadre de compensation de la période 2025-2028, elles ne sont pas encore fixées. En effet, les Comités MDE doivent saisir la CRE pour leur cadre de compensation 2025-2028 pour une délibération de la CRE attendue avant le 31/12/24. Ainsi, les économies à partir de 2025 sont extrapolées à 2040 en considérant une durée de vie pour chaque action et une érosion du gisement d'actions disponibles, avec des volumes de MDE plus importants dans Emeraude que dans Azur. Les hypothèses retenues en termes de volumes d'économies d'énergie (sur lesquelles sont basées les conclusions présentées en partie 3) sont présentées dans la figure ci-dessous.

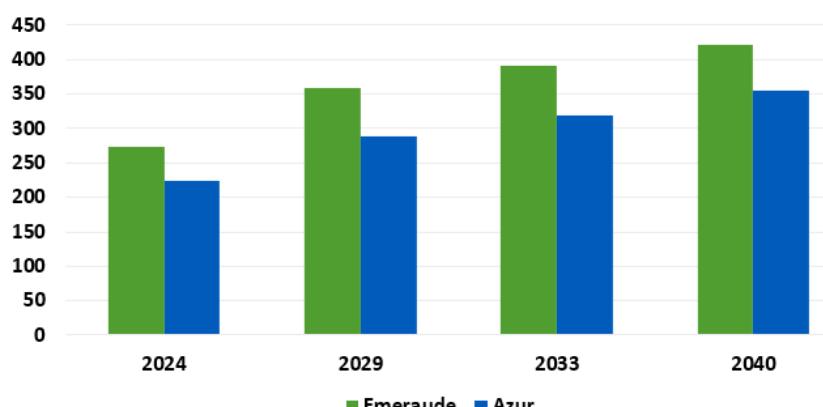


Figure 8 : hypothèses d'économies d'énergie cumulées depuis 2019 issues des actions liées aux cadres de compensation à La Réunion (GWh)

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

La dynamique de développement de la mobilité électrique se confirme

Le parc de véhicules électriques poursuit sa croissance à La Réunion avec près de 14 800 véhicules légers¹ 100% électriques ou hybrides rechargeables en circulation à fin 2023, soit une électrification du parc d'environ 3%.

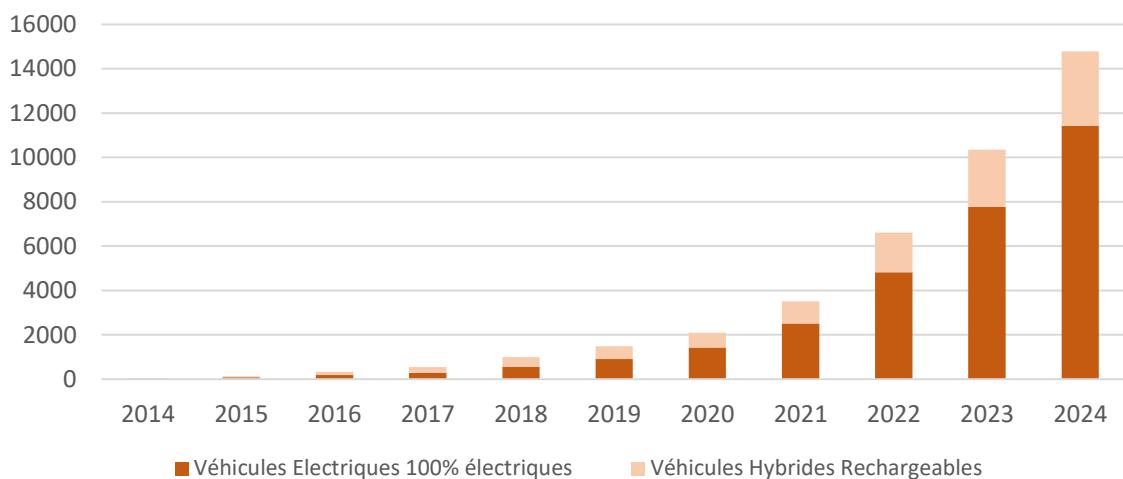


Figure 9 : évolution du parc de véhicules légers 100% électriques et hybrides rechargeables (au 1^{er} janvier) à La Réunion

Le développement du véhicule électrique constitue un atout pour atteindre les objectifs de transition énergétique de la PPE. Il permet ainsi, des gains en termes d'émissions de CO₂ par rapport à un véhicule thermique équivalent.

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

Certaines contraintes spécifiques au contexte des ZNI posent un défi quant à l'intégration de la mobilité électrique. En effet, les véhicules électriques peuvent solliciter des niveaux de puissance importants et accentuer les pointes de consommation, notamment le soir. Un développement massif du véhicule électrique dont la recharge ne serait pas maîtrisée pourrait ainsi représenter un coût élevé pour la collectivité, tout en faisant peser des contraintes techniques importantes sur le système électrique. Le pilotage de la recharge est donc un levier essentiel pour limiter l'impact du développement de cette mobilité sur le système électrique. Pour cela, il est indispensable de privilégier les heures où la production d'origine solaire est importante et de limiter les appels de puissance sur le réseau pendant les périodes plus contraintes (comme la pointe du soir où les marges sont moins importantes et la production davantage carbonnée)².

Un fort développement des véhicules électriques légers dans Azur et Emeraude

Dans les scénarios Azur et Emeraude, deux hypothèses de développement du véhicule électrique léger sont explorées. Le scénario Emeraude intègre la fin de vente des véhicules thermiques en 2035 (conformément au texte adopté par le Parlement européen et le Conseil de l'Union européenne en octobre 2022³). Cette hypothèse conduit à une part électrifiée du parc des véhicules légers de 64 % en 2040. Le scénario Azur intègre quant à lui la fin de vente des véhicules thermiques en 2040, soit un retard de 5 ans par rapport à l'objectif européen. Cette hypothèse conduit à une part électrifiée du parc des véhicules légers de 51 % en 2040.

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

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

³ Les considérants du texte adopté abordent l'éventualité d'une discussion ultérieure sur l'utilisation de technologies alternatives comme les carburants synthétiques (e-carburants).

Les hypothèses de consommation annuelle des véhicules électriques légers sont présentées dans le tableau ci-dessous. Elles prennent en compte l'hypothèse que les véhicules électriques légers parcourront en 2040 la même distance que les véhicules thermiques aujourd'hui (environ 12 700 km en moyenne ces dernières années¹). La consommation annuelle des véhicules électriques légers en 2040 représente environ 13 % de la consommation totale dans le scénario Azur et 18 % dans le scénario Emeraude.

		2023	2029	2033	2040
Azur	Parc VE et VHR, en milliers ²	10	52	106	290
	% parc total	2%	11%	20%	51%
	% ventes annuelles	11%	28%	51%	100%
	Consommation annuelle (GWh/an)	26	108	228	623
Emeraude	Parc VE et VHR, en milliers	10	68	148	329
	% parc total	2%	14%	29%	64%
	% ventes annuelles	11%	53%	84%	100%
	Consommation annuelle (GWh/an)	26	149	336	744

Tableau 8 : hypothèses de développement du véhicule électrique léger sur l'île de La Réunion

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

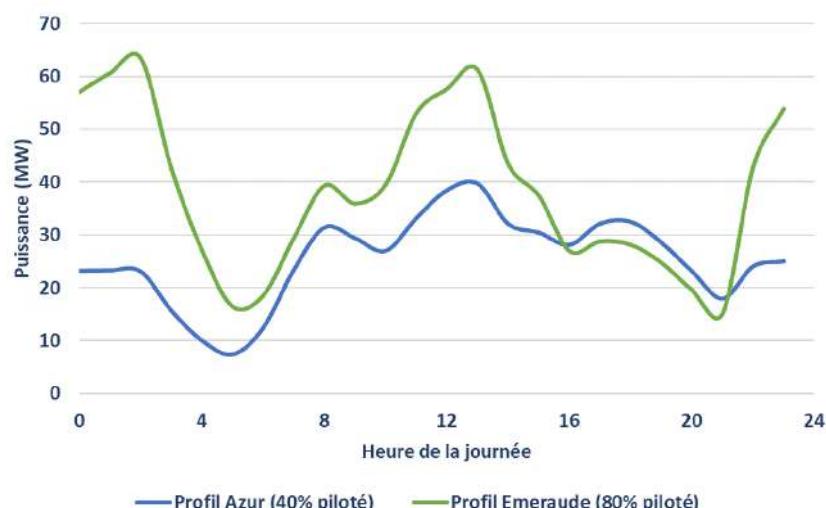


Figure 10 : hypothèses de profils de consommation des véhicules électriques légers pour un jour ouvré en 2033 à La Réunion

Ainsi, dans le scénario Emeraude, malgré une consommation annuelle plus importante, l'appel de puissance à la pointe du soir n'est pas plus élevé que dans le scénario Azur. Ce profil Emeraude fait apparaître deux pointes de charge : lors des heures méridiennes où la production PV est importante et au milieu de la nuit où la consommation liée aux autres usages est moindre.

Une électrification de la mobilité lourde et des navires à quai

La loi Climat et Résilience de 2021 vise la fin de la commercialisation en 2040 des bus et poids lourds neufs utilisant majoritairement des énergies fossiles³ et le Parlement européen a adopté en avril 2024 un nouveau règlement visant à réduire les émissions de CO₂ des nouveaux poids lourds et bus de 65% pour la période 2035-2038 et de 90% à partir de 2040,

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

² Véhicule Hybride Rechargeable.

³ <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000043956924>

comparé aux niveaux de 2019. Quant aux navires à quai pour plus de deux heures consécutives, le code de l'environnement impose un seuil maximal d'émissions de soufre, ce qui favorise le développement des navires qui utilisent un branchement électrique à quai afin de stopper leurs machines.

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

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

Tableau 9 : taux d'électrification considérés en 2035 pour la mobilité lourde et les navires à quai

La figure suivante synthétise les trajectoires de consommations annuelles liées à la mobilité électrique en fonction du scénario considéré et montre que les consommations liées aux navires à quai, et plus généralement à la mobilité lourde dans le scénario Azur, sont très faibles comparé à celles liées aux véhicules électriques légers.

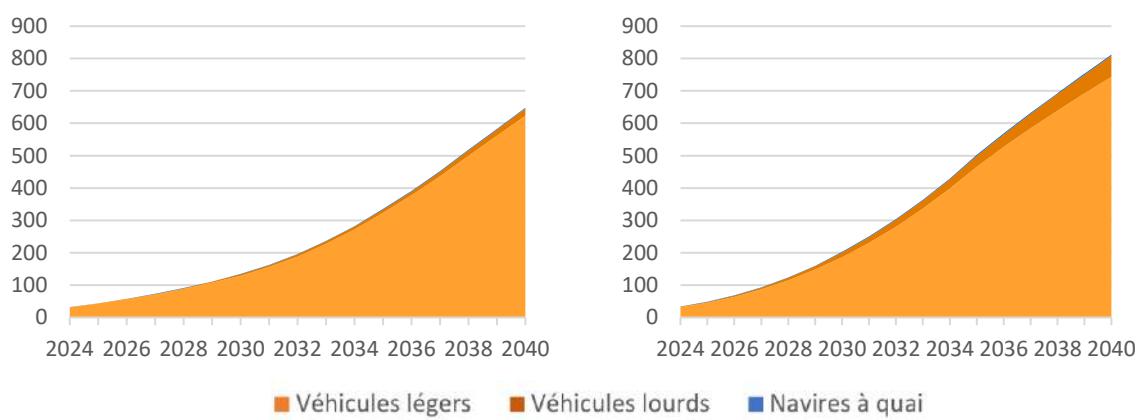


Figure 11 : trajectoire de consommation (GWh) liée à la mobilité électrique dans les scénarios Azur (à gauche) et Emeraude (à droite), en GWh

2.2.4 La consommation d'énergie augmente sur tout l'horizon dans les deux scénarios

Les courbes de charge des années 2019 et 2021 sont utilisées pour mettre en place le profil de consommation au sein d'une année¹. Bien que moins marquée qu'en métropole continentale, la consommation réunionnaise 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 2014-2022.

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

Azur	2024	2029	2033	2040
Energie moyenne (GWh)	3 159	3 581	3 927	4 811
Pointe (moy. sur 1h) (MW)	511	580	640	799
Emeraude	2024	2029	2033	2040
Energie moyenne (GWh)	3 089	3 409	3 708	4 369
Pointe (moy. sur 1h) (MW)	501	556	613	737

Tableau 10 : trajectoires de consommation²

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

² 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.

Portée par les sous-jacents dynamiques détaillés ci-dessus (population et PIB en croissance, développement de la mobilité électrique), la demande en électricité augmente sur l'horizon de projection pour atteindre 4811 GWh dans Azur et 4369 GWh dans Emeraude à l'horizon 2040, soit des augmentations de respectivement 50% et 40% (par rapport à aujourd'hui). La demande à la pointe, dimensionnante pour le système électrique, augmente dans les mêmes proportions pour atteindre 799 MW dans Azur et 737 MW dans Emeraude, soit des augmentations de respectivement 56% et 47% (par rapport à aujourd'hui).

2.3 La puissance du parc installé est marquée par une croissance soutenue des énergies renouvelables

2.3.1 L'évolution de la puissance installée résulte essentiellement de 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 l'acheteur obligé (EDF SEI) arrive à échéance. Dans le cas particulier des installations historiques d'EDF SEI, la date de déclassement correspond à la fin de vie estimée des matériels. L'objectif de cette démarche est de faire apparaître les besoins de puissance qui pourraient émerger sur l'horizon de l'étude, sans influencer a priori les moyens à mettre en œuvre pour couvrir ces besoins.

Des hypothèses différencieront de développement des énergies renouvelables ont été établies pour les scénarios Azur et Emeraude, en s'appuyant sur les projets en cours de développement pour l'horizon court terme et en extrapolant les dynamiques pour l'horizon plus long terme. Cette dynamique est plus forte dans le scénario Emeraude.

Enfin, pour les moyens de stockage centralisés, les capacités qui pourraient correspondre aux projets lauréats des deux guichets CRE¹ ont été considérées.

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

Puissance (MW)		2024	2029	2033	2040
Azur	Thermique fossile	118	118	80	41
	Biomasse, biogaz, bioéthanol	415	415	415	205
	Hydraulique	136	140	140	140
	Energies renouvelables non synchrones	271	433	564	774
	Autres énergies renouvelables	0	17	17	17
	Stockage	5	25	25	25
Emeraude	Thermique fossile	118	0	0	0
	Biomasse, biogaz, bioéthanol	415	536	536	325
	Hydraulique	136	146	146	146
	Energies renouvelables non synchrones	271	584	803	1 142
	Autres énergies renouvelables	0	19	24	29
	Stockage	5	25	25	25

Tableau 11 : puissances installées au 1^{er} juillet dans les scénarios Azur et Emeraude²

¹ Guichets clôturés en 2018 et 2024.

² Pour des raisons de convention, il peut exister de légers écarts entre les puissances installées présentées en partie 1 et les puissances considérées dans ce tableau.

Thermique et biomasse

La décroissance des capacités des centrales fonctionnant aux combustibles fossiles entre 2024 et 2029 est liée aux conversions progressives de plusieurs installations.

Dans le scénario Emeraude, le parc de production d'électricité de La Réunion est entièrement décarboné au 1^{er} janvier 2027, y compris les turbines à combustion de La Baie. A cet horizon, la TAC Sud fonctionne aussi totalement au biocombustible dans ce scénario – possibilité technique déjà existante et ne nécessitant pas de travaux supplémentaires.

Entre 2029 et la fin de l'horizon, le scénario Azur voit l'arrêt de la TAC41, entraînant une baisse de la capacité du parc de 38 MW. Dans le scénario Emeraude, cet actif est converti au bioliquide et disponible jusqu'à la fin d'horizon.

En 2040, la puissance installée en biomasse, biogaz et bioéthanol diminue en raison de l'hypothèse de la fin de contrat de l'installation PEI Port-Est. Dans le scénario Azur, la TAC42 est quant à elle déclassée à cette même échéance.

Hydraulique

La puissance hydraulique installée augmente du fait de l'accroissement de puissance de l'usine de Takamaka 1 entre 2024 et 2025 (en lien avec des travaux d'optimisation du site). Par ailleurs, dans le scénario Emeraude, il est fait l'hypothèse d'une légère augmentation de la puissance installée de la petite hydraulique à partir de 2029.

Energies renouvelables non synchrones

Les énergies renouvelables non synchrones connaissent une forte hausse liée au développement ambitieux du photovoltaïque (en 2040, 730 MW dans Azur et 980 MW dans Emeraude) accompagné d'une montée en puissance de l'éolien terrestre à partir de 2029 (en 2040, 40 MW dans Azur et 120 MW dans Emeraude). Dans le scénario Emeraude, 40 MW d'éolien offshore sont également en service à l'horizon 2040.

Ces trajectoires incluent le développement des installations de type « PV + stockage » prévu à l'issue des appels d'offre mais non encore mises en service. Ces appels d'offre n'ayant plus vocation à se reproduire, la capacité installée pour cette filière se stabilise à partir de 2024. Par ailleurs, pour respecter les trajectoires de capacités considérées en hypothèses, de nouvelles capacités seront nécessaires pour compenser le déclassement des anciennes.

Autres énergies renouvelables

La trajectoire des capacités des autres énergies renouvelables tient compte d'un projet d'Unité de Valorisation Energétique (UVE) de 16,7 MW mis en service en 2027 dans les deux scénarios. Le projet d'UVE à Bois Rouge n'est pas mentionné car sa réalisation n'impacte pas la puissance disponible pour injection dans le réseau. La hausse supplémentaire de capacités en fin d'horizon dans le scénario Emeraude est liée au développement de la géothermie et de l'énergie houlomotrice.

Stockage

L'actif de stockage à vocation d'arbitrage localisé à Cratère (5 MW) est pris en compte. La batterie Batrun étant dédiée au service de réserve primaire, elle n'apparaît pas dans le tableau qui présente les capacités de production.

A la suite du guichet stockage mis en œuvre par la CRE fin 2023, l'hypothèse d'addition de 20 MW de batteries multiservices en 2027 est faite dans les deux scénarios. Elle pourrait correspondre à la mise en service des projets lauréats.

Par ailleurs, des projets de stations de pompage et turbinage sont envisagés pour le territoire. Ne figurant pas dans la PPE, ces projets ne sont pas inclus dans les hypothèses des scénarios de référence mais étudiés dans des variantes autour des capacités de stockage présentées en partie 3 de ce document.

Groupes Electrogènes

Aucun groupe électrogène n'est considéré dans les simulations.

2.3.2 La disponibilité des actifs est déterminée en fonction des technologies

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

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

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

Installation	Facteur de charge moyen*
PV	14,8 %
PV+Stockage Appel d'Offre 2011	13,3 %
PV+Stockage Appels d'Offre ultérieurs	14,0 %
Eolien	15,3 % - 30,4 %
Eolien offshore	31,0 – 34,9 %
Biogaz	39 %
Micro hydraulique	26 %

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

Les chroniques des sites hydrauliques de Rivière de L'Est, Takamaka I et Takamaka II sont élaborées à partir de l'historique de leur production de 2007 à 2020 (14 chroniques utilisées), avec une valeur journalière sur les 365 jours de l'année.

3 Ce Bilan Prévisionnel confirme le besoin en puissance pilotable à l'horizon 10 ans

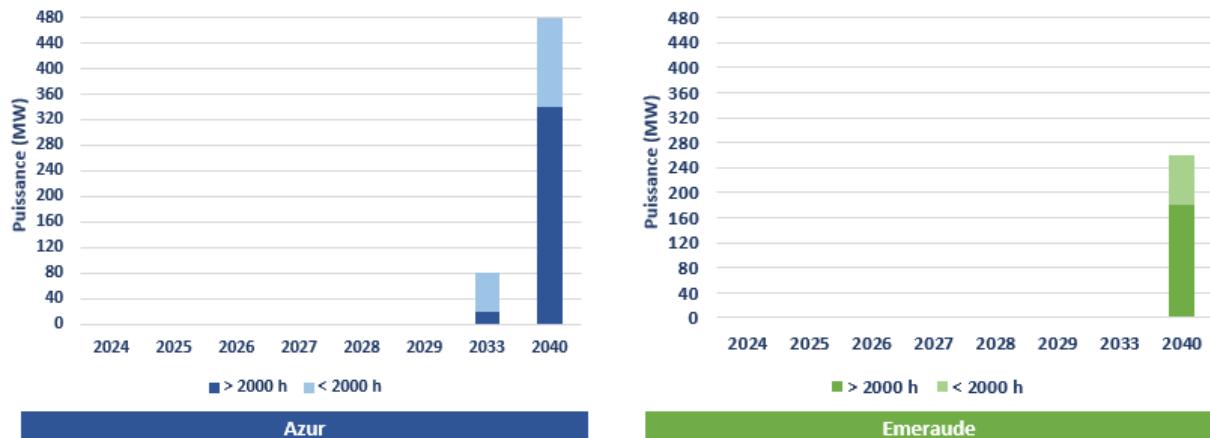
Sur la base des hypothèses explicitées précédemment, un besoin de puissance pilotable apparaît à partir de 2033. Par ailleurs, le développement des énergies non synchrones nécessitera une adaptation du système pour garantir un bon niveau de sûreté*. Des flexibilités devront en outre être apportées par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

3.1 Un besoin de puissance pilotable apparaît d'ici dix ans

Les besoins du systèmeⁱⁱ en puissance pilotable complémentaire¹ sont présentés dans le tableau et les graphiques suivantsⁱⁱⁱ.

	Hepp²	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2033	2040
Azur	>2000 h	0	0	0	0	0	0	20	340
	<2000 h	0	0	0	0	0	0	60	140
Emeraude	>2000 h	0	0	0	0	0	0	0	180
	<2000 h	0	0	0	0	0	0	0	80

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



L'augmentation de la sollicitation des moyens existants permet d'accompagner la croissance de la consommation jusqu'en 2033. A cet horizon, étant donné l'arrêt de la TAC 41 et la trajectoire de demande (plus forte dans Azur que dans Emeraude), ce Bilan Prévisionnel confirme un besoin de 80 MW dans le scénario Azur, déjà mis en évidence dans le Bilan Prévisionnel 2022. En 2040, le besoin atteint 480 MW dans Azur et 260 MW dans Emeraude. A cet horizon, plus lointain que le précédent Bilan Prévisionnel, parallèlement à la croissance de la consommation et de la pointe, la fin de durée de vie nominale de la TAC42 dans le scénario Azur (39 MW) et la fin de contrat de la centrale de PEI Port-Est dans les deux scénarios (211 MW) conduisent à une forte augmentation du besoin en puissance pilotable. La prolongation de la durée de la vie de la TAC42 et celle du contrat de la centrale de PEI constituent des options envisageables pour couvrir une partie de ces besoins. D'autres leviers comme une intensification des efforts de MDE afin de limiter la demande à la pointe, le développement de moyens de stockage centralisés et pilotés par le gestionnaire du système électrique pour accompagner la montée en puissance des moyens de production ENR intermittente ou la mise en service de nouveaux actifs pilotables devront être activés pour couvrir la totalité des besoins.

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.

3.2 A court terme, le système doit rester sous vigilance

Une vigilance particulière doit être portée à la période post-conversion des tranches charbon et diesel à la biomasse qui doivent confirmer leur fiabilité, indispensable pour la résilience et la sûreté du système.

D'autre part, à la suite des passages cycloniques de 2022 et 2024 et de l'épisode de lave torrentielle de 2023, l'ouvrage de Rivière de l'Est a été fragilisé. Des travaux de sécurisation et de réparation pour assurer un fonctionnement nominal sont prévus sur cet ouvrage hydraulique. Des travaux de consolidation seront par ailleurs réalisés à moyen terme.

Par ailleurs, la maintenance lourde de Takamaka est en cours, conduisant également à des indisponibilités sur les années à venir.

Le gestionnaire du système poursuivra l'utilisation de groupes de secours pour sécuriser l'équilibre offre demande à court terme, si besoin.

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

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

Afin de garantir la sûreté du système, il est nécessaire de disposer de niveaux suffisants d'inertie* et de réserve¹, ce qui conduit parfois à limiter la production des énergies non synchrones pour laisser place aux moyens apportant ces services.

La figure suivante présente les parts des énergies synchrones et non synchrones dans les scénarios Azur et Emeraude en 2033. A cet horizon, essentiellement constituées des filières solaire et éolienne, permettent de satisfaire de 20 à 30%² de la consommation annuelle selon le scénario.

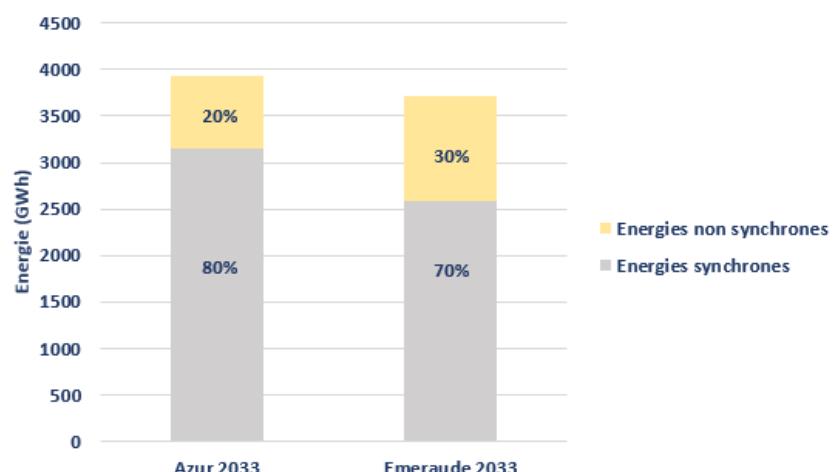


Figure 12 : répartition de la production entre moyens de production synchrones et non synchrones en 2033

Le profil de production des énergies non synchrones étant très variable selon les heures de la journée et les jours de l'année, atteindre ces niveaux suppose d'accepter des taux de pénétration instantanés très significatifs (cf. figure ci-dessous). Ainsi, alors qu'en 2023, la part de la production non synchrone dépassait rarement 40% de la production, dans Emeraude en 2033, cette part dépasse 40% plus de 2700 heures dans l'année. Des études devront confirmer la faisabilité technique de l'atteinte de tels taux instantanés.

¹ Cf. approfondissements ci-après.

² contre 11% en 2023.

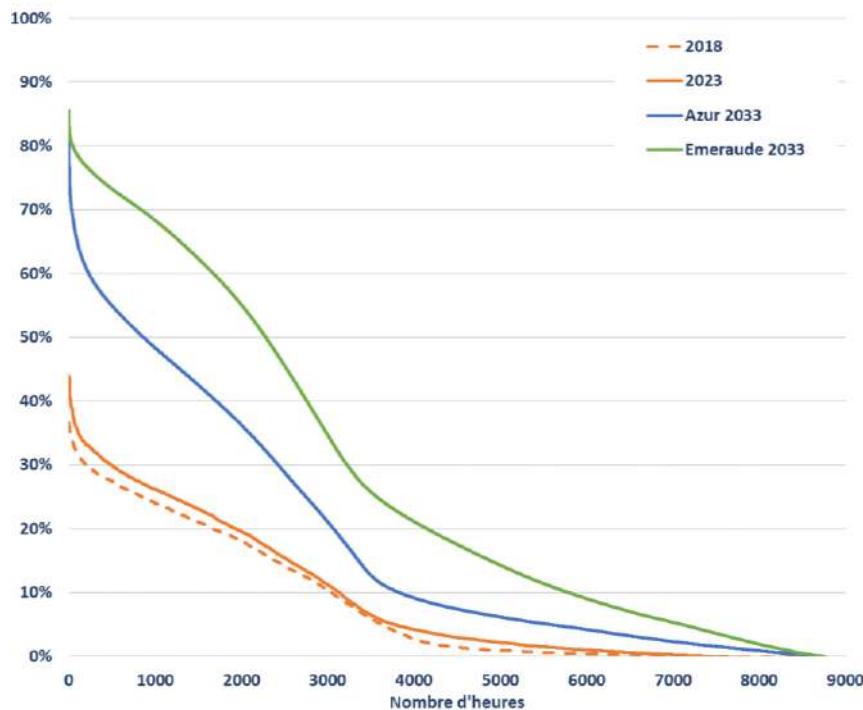


Figure 13 : monotones* des taux horaires d'énergies non synchrones, exprimés en pourcentage de la consommation

Sur la base des hypothèses de développement de moyens EnR non synchrones incluses dans la PPE, la mise en place de certaines solutions est indispensable pour utiliser pleinement ces capacités tout en garantissant un bon niveau de sûreté du système. Ces installations non synchrones devront absolument respecter les performances contractualisées et attendues s'agissant de tenue aux creux de tension¹. Par ailleurs, le respect des besoins, en inertie et en réserve, nécessitera la mise en place de leviers qui permettent de faire face aux incidents dimensionnants ainsi qu'à la variabilité infra-horaire des EnR non synchrones comme le développement de moyens de stockage pour fournir de la réserve et l'installation de compensateurs synchrones² pour apporter de l'inertie.

Au-delà des besoins en réserves primaire* et secondaire* ainsi qu'en inertie, il est également nécessaire de disposer de moyens de réglage de tension pour assurer la stabilité du réseau et le maintien des grandeurs caractéristiques du système (fréquence, tension et intensité) dans des plages de fonctionnement normatives. Une puissance de court-circuit minimale est également nécessaire en tous points du réseau pour le bon fonctionnement des plans de protection assurant la sécurité des personnes et des biens. Bien positionnés sur le réseau, des moyens de stockage (batteries ou station de transfert d'énergie par pompage – STEP³) pourraient participer à la fourniture de ces services en complément des autres services évoqués dans la section suivante. Ces moyens de stockage seraient donc envisagés comme des actifs multi-services.

Le gestionnaire de réseau de distribution devra ainsi :

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

¹ La transition énergétique ne pourra se réaliser dans les meilleures conditions économiques qu'avec l'assurance que les installations non synchrones ne fragilisent pas le système (si elles ne respectaient pas les prescriptions techniques).

² Voir de batteries munies de mode contrôle dits en grid forming*, lorsque cette solution sera suffisamment éprouvée.

³ Sous réserve de compatibilité de l'installation avec les exigences dynamiques sur la réserve primaire.

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

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

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

Ainsi, le développement de moyens de stockage (batteries ou station de transfert d'énergie par pompage – STEP¹) permettra de porter pour partie ces services de réserve. Ce type de stockage pourrait être envisagé comme un actif multi-services (réserves primaire et secondaire ainsi que capacité de report de charge).

A l'horizon 2033 dans le scénario Emeraude, pour accompagner le développement des EnR non synchrones, le besoin en réserve secondaire pour la Réunion pourrait atteindre environ 200 MW aux heures où les productions éolienne et photovoltaïque sont les plus élevées. Quant au besoin en réserve primaire, qui doit permettre de compenser la perte du plus gros groupe en évitant de recourir à du délestage de la consommation, il devrait atteindre environ 50 MW si la taille unitaire des groupes reste similaire à celle observée aujourd'hui.

3.3.3 Les compensateurs synchrones permettent de fournir de l'inertie

Pour éviter une variation de la fréquence trop rapide lors d'un brusque déséquilibre entre la consommation et la production (induite par exemple par une perte de groupe ou une perte combinée de plusieurs groupes, voire une déconnexion partielle de la production EnR non synchrone liée à un mode commun comme une non tenue aux creux de tension), il est indispensable de disposer de suffisamment d'inertie dans le système électrique. Celle-ci est aujourd'hui fournie par les arbres des turboalternateurs des groupes de production² et se libère instantanément en cas de déficit soudain de production.

Or les filières photovoltaïque et éolienne³, qui vont se substituer aux machines synchrones tournantes, ne fournissent pas d'inertie et vont ainsi faire peu à peu baisser l'inertie globale du système et donc progressivement sa stabilité. La satisfaction du besoin en inertie pour assurer la sûreté système avec les seuls moyens conventionnels, démarrés à minima à leur puissance minimale de fonctionnement, pourrait conduire à écrêter massivement ces EnR.

Ainsi, répondre à la contrainte d'inertie via des moyens dédiés, tels que des compensateurs synchrones⁴, constituerait une solution permettant d'optimiser le taux d'insertion des EnR tout en réduisant l'appel aux moyens conventionnels à cout marginal élevé. Le volume de tels moyens dédiés pourrait atteindre plusieurs centaines de MWs. Des études de dimensionnement sont en cours de réalisation.

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

¹ Sous réserve de compatibilité de l'installation avec les exigences dynamiques sur la réserve primaire.

² Masses tournantes stockant de l'énergie sous forme d'énergie cinétique.

³ Le rotor d'une éolienne ne tourne pas à la même fréquence que le réseau.

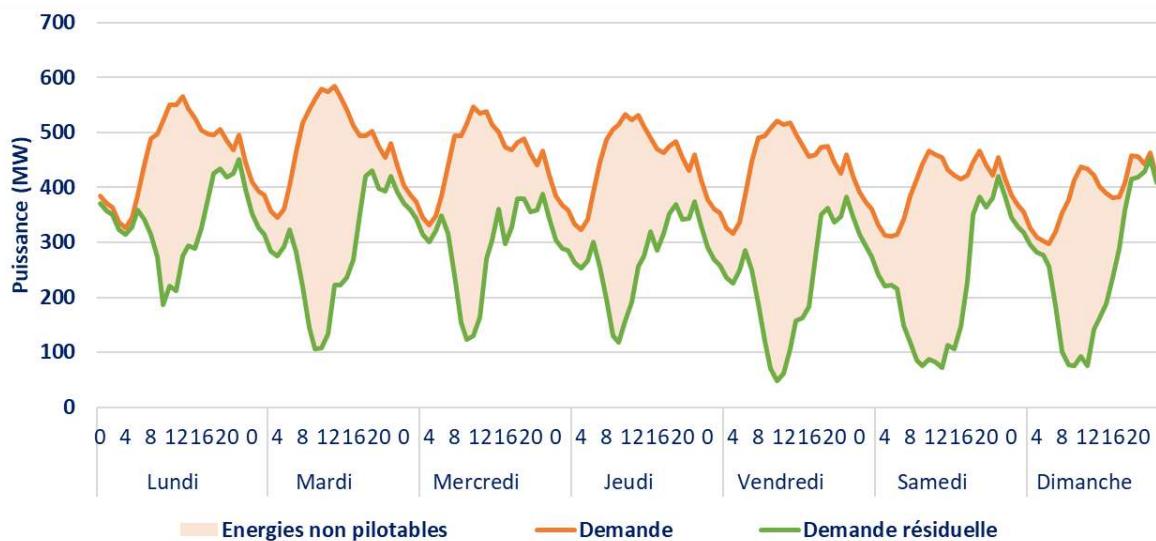
⁴ Voir des batteries munies de mode de contrôle dits en *grid forming** , lorsque cette solution sera suffisamment éprouvée.

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

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

Dans les deux scénarios, les filières photovoltaïque et éolienne jouent un rôle clef dans le système électrique et leurs puissances installées augmentent sur l'horizon 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. Ainsi, la montée en puissance des énergies non pilotables accentue les besoins en flexibilité du système. Les moyens de production, les moyens de stockage et la demande devront contribuer à y répondre.



3.4.2 Les actifs pilotables apportent de la flexibilité

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

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

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

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

de réponse), il devient dès lors intéressant de les envisager en tant qu'actifs multiservices, capables de répondre aux besoins de réserves tout en réalisant du report de charge.

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

	Hepp¹	Sans stockage complémentaire	Avec 100 MW/400 MWh de stockage complémentaire	Avec 200 MW/800 MWh de stockage complémentaire
Azur	>2000 h	340	300	300
	<2000 h	140	100	80

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

3.4.4 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. Ce taux de pilotage constitue un enjeu majeur pour le système électrique. Le graphique ci-dessous illustre le profil de demande liée à la mobilité électrique dans le scénario Emeraude en 2033 si la recharge n'était pas du tout pilotée. La demande à la pointe du soir serait accrue d'une quarantaine de MW.

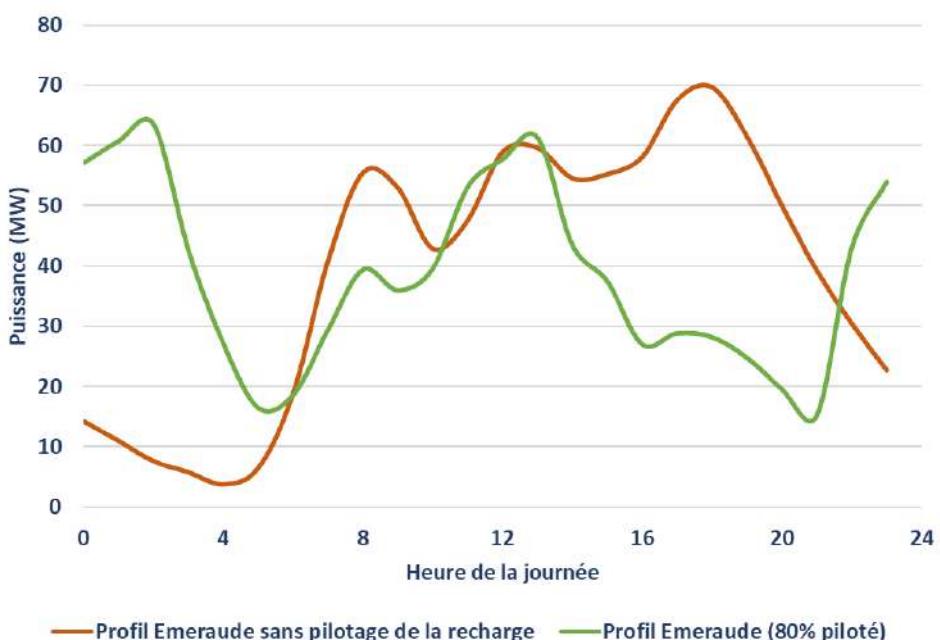


Figure 15 : hypothèses de profils de consommation des véhicules électriques pour un jour ouvré dans le scénario Emeraude en 2033

¹ Hepp : heures équivalent pleine puissance.

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

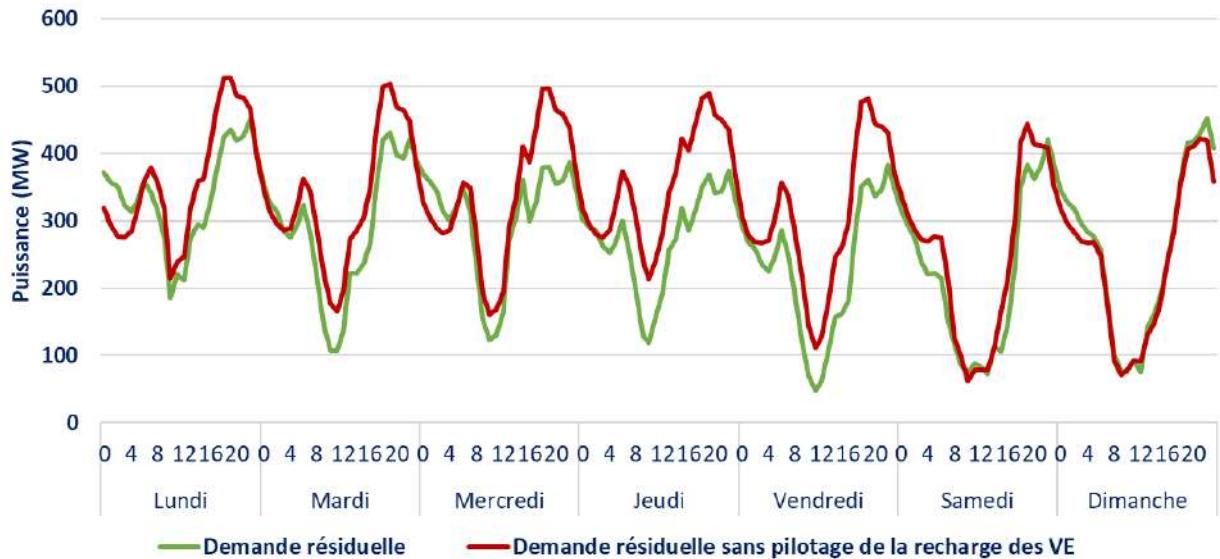


Figure 16 : hypothèses de profils de demande résiduelle pour une semaine type dans le scénario Emeraude en 2033 (été austral)

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

A court terme, décaler la recharge des véhicules électriques la nuit diminue les coûts de production par rapport à une situation sans pilotage en limitant l'impact de la recharge sur la pointe de consommation. En revanche, à horizon 2033, il sera nécessaire qu'une grande partie de la recharge ait lieu en journée pendant les heures de production du PV pour que les gains pour le système électrique soient réels.

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

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

Secteur ou usage	Solution préconisée
Domicile	Appel réseau limité à 3,7 kW pour les usages classiques et à 7,4 kW AC pour les usages intensifs Pilotage heures pleines / heures creuses
Parking d'entreprise	Appel réseau limité à 7,4 kW pour les usages classiques et à 22 kW AC pour les usages intensifs Pilotage selon le signal “véhicule électrique” fourni par le gestionnaire de réseau (puissance divisée par deux en période défavorable)
Borne accessible au public	Appel réseau limité à 22 kW AC / 25 kW DC Pilotage selon le signal “météo de l'électricité” fourni par le gestionnaire de réseau (puissance limitée en cas de météo orange ou rouge) et souscription d'un contrat de fourniture option “transition énergétique” par les acteurs proposant le service de recharge avec une tarification de la recharge adaptée en conséquence

Tableau 15 : recommandations du gestionnaire de réseau pour la recharge des véhicules électriques

Les signaux réseau “véhicule électrique” et ”météo de l'électricité” sont mis à disposition en *Open Data* par le gestionnaire de réseau. Le signal “véhicule électrique” permet d'indiquer, pour chaque jour, 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 signal “météo de l'électricité” est un signal qui indique aux réunionnais les périodes de tension sur le système électrique. Le passage du signal à orange et à rouge est exceptionnel et correspond à des situations de très fortes contraintes pendant lesquelles réduire la consommation d'électricité est nécessaire pour éviter les coupures.

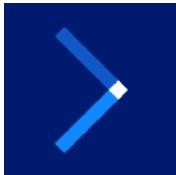
3.5 L'implantation des moyens de production au plus proche des poches de consommation permet d'optimiser la structure du réseau

Le Schéma de Raccordement au Réseau des Energies renouvelables (S2REnR*) actuellement en vigueur prévoit la création d'un transformateur déphaseur au poste électrique* d'Abondance (Saint-Benoît). Ce transformateur déphaseur doit permettre de désengorger les lignes 63 kV Abondance – Moufia et Abondance – Saint-André en orientant les flux vers l'axe Abondance – Saint-Pierre en cas de perte d'une des deux lignes précitées. Bien que le processus de révision du schéma soit enclenché, le seuil de déclenchement de ces travaux n'est pas atteint. La pertinence de ces travaux sera réétudiée lors de la révision du schéma, en fonction des volumes et de la spatialisation des capacités prévues dans cette zone.

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 suffisamment fort 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. De ce point de vue, l'implantation de nouveaux moyens de production dans la zone sud est bénéfique pour le réseau.

Lorsque ce n'est pas le cas, des renforcements du réseau 63 kV seront souvent nécessaires lors de l'arrivée de nouveaux moyens de production de puissance importante. Or les délais de réalisation des lignes 63 kV sont aujourd'hui plus longs que ceux de réalisation des installations de productions décentralisées (en raison notamment de la durée des procédures administratives, parfois très importante pour des lignes traversant plusieurs communes et des terrains très variés). Des adaptations dans les postes sources seront également nécessaires pour accueillir de nouveaux moyens de production. Il est donc indispensable d'articuler les délais de réalisations (nécessairement longs pour les liaisons HTB) de ces travaux avec la dynamique de mise en service des nouveaux moyens de productions.

Les études de révision du S2REnR sont lancées. Elles permettront d'affiner la vision des marges encore disponibles sur le réseau, de caractériser les contraintes liées au volume et à la spatialisation des EnR à raccorder et de déterminer les stratégies à mettre en œuvre sur le réseau (renforcements ou flexibilités) en assurant une inscription dans la durée en cohérence avec la vision long terme du futur schéma directeur HTB notamment pour les potentiels besoins de renforcements structurants du réseau HTB. A ce titre, l'enjeu de la spatialisation des nouveaux moyens de production ainsi que le besoin de résilience du système électrique constituent des paramètres essentiels qu'il conviendra de prendre en compte collectivement pour établir ces stratégies préférentielles.



Glossaire

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

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

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

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

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

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

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

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

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

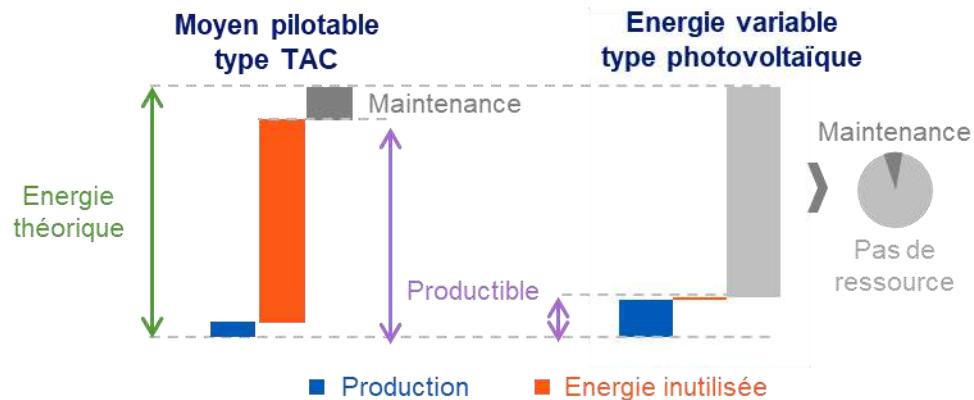


Figure 17 : illustration de la répartition des énergies produite et théorique

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

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, sur l'ensemble des scénarios possibles [...], la durée pendant laquelle au moins un consommateur est délesté pour des raisons de déséquilibre offre-demande doit être inférieure à trois heures. [...] Le dépassement du critère retenu rend compte de l'existence d'une défaillance mais pas de son ampleur (en nombre de personnes délestées, par exemple). Le respect du critère n'implique pas une absence totale de risque de défaillance, mais que le risque est contenu dans des limites définies.

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

¹ www.ecologique-solaire.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-dgec

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

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

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

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

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

à grande échelle de batteries GFM et encore moins de l'application de ce mode contrôle à des convertisseurs raccordant du solaire ou de l'éolien.

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

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

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

Tableau 16 : ordres de grandeur des constantes d'inertie des différentes machines présentes dans le parc des ZNI

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

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

Plan de délestage : constitue l'ultime défense du système électrique en cas de déséquilibre production consommation supérieur aux réserves disponibles dans le système afin de limiter le risque d'incident généralisé*. Le plan de délestage, révisé régulièrement par le gestionnaire du système, regroupe en divers « paquets » (dits stades de délestage) l'ensemble des départs HTA. Afin d'enrayer la chute de fréquence, les départs HTA affectés à un paquet seront automatiquement découplés du réseau lorsque la fréquence chutera sous une valeur pré-déterminée. 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'Energie (PPE) : fixée par décret, elle établit les priorités d'action des pouvoirs publics pour la gestion de l'ensemble des formes d'énergie.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ⁱ Dans cet exercice, pour chaque scénario et chaque année, trente profils de 8760 valeurs (représentant 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 primaire, suivi du niveau d'inertie*) ou aux caractéristiques physiques des actifs de production (démarrage, durées minimales de marche ou d'arrêt). Ces évolutions conduisent à une amélioration des plans de production horaires tout en conservant la qualité des résultats en termes de sécurité d'approvisionnement. La maximisation de l'utilisation des EnR intermittentes dans le mix est recherchée, dans le respect des contraintes liées à la sûreté du système. Ainsi, comme le prévoit la réglementation, d'éventuels écrêtements des EnR intermittentes sont appliqués lorsque la sûreté du système est en risque.

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

L'outil conserve une approche stochastique en simulant un nombre important de scénarios, ce qui est indispensable pour capter les évènements 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.



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

www.edf.com