



BILAN PRÉVISIONNEL

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

2023-2028

Résumé

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 2023 met à jour sur la période de cinq ans (entre 2023 et 2028) les analyses présentées dans la précédente édition qui couvrait une période de quinze ans.

Afin d'explorer le champ des futurs possibles, deux scénarios sont étudiés, dont les sous-jacents sont identiques à ceux du Bilan Prévisionnel 2022 et les caractéristiques rappelées dans le tableau ci-dessous.

	Parc de production	MDE	Mobilité électrique	Population	Macro-économie
Azur	Parc connu et développement important des EnR	80 % du cadre de compensation en 2023 puis poursuite ambitieuse des actions	Fin de vente des véhicules thermiques légers en 2040 et 40 % de recharge pilotée	Scénario INSEE haut/central	Scénario PIB/habitant haut
Emeraude	Parc connu et développement très conséquent des EnR	100 % du cadre de compensation en 2023 puis poursuite très ambitieuse des actions	Fin de vente des véhicules thermiques légers en 2035 et 80 % de recharge pilotée	Scénario INSEE bas	Scénario PIB/habitant bas

Principales caractéristiques des deux scénarios étudiés dans le Bilan Prévisionnel

Dans les deux scénarios, la consommation d'énergie baisse à court terme. Ils connaissent également une augmentation marquée des capacités des énergies renouvelables fatales (en lien avec les cibles visées dans la PPE en vigueur). Par ailleurs, dans le scénario Emeraude, la tranche n°2 bagasse/charbon de la centrale d'Albioma du Moule est convertie à la biomasse solide au cours de l'année 2025 et les groupes diesel de la centrale EDF PEI de Pointe Jarry fonctionnent au bioliquide à partir de 2028. Dans le scénario Azur, aucune conversion à la biomasse n'est prise en compte d'ici 2028.

Ainsi, dans le scénario Emeraude le mix électrique de la Guadeloupe serait en très large partie renouvelable dès 2028 (même si sur quelques heures de l'année, la sollicitation de moyens de pointe, qui ne font pas à date l'objet d'une hypothèse de conversion, reste nécessaire).

Sur la base de ces hypothèses, le critère de défaillance serait respecté sur tout l'horizon d'étude, sans aucun besoin en puissance pilotable complémentaire d'ici 2028.

¹ L'analyse du dimensionnement du parc de la Guadeloupe 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).

Sommaire

Le Bilan Prévisionnel éclaire, pour les cinq prochaines années, les besoins d'un système électrique en transition	5
1 La baisse de la consommation amorcée depuis 2016 continue alors que la part de la production renouvelable progresse	6
1.1 La demande d'électricité suit une tendance à la baisse sur la dernière décennie	7
1.2 En 2022, la part des énergies renouvelables dans le mix guadeloupéen a atteint 35%	7
2 Le Bilan Prévisionnel s'appuie sur deux scénarios prospectifs, Azur et Emeraude, afin d'explorer des futurs possibles	8
2.1 La consommation est en baisse sur l'horizon considéré	8
2.2 La puissance du parc installé est marquée par une croissance soutenue des énergies renouvelables	9
3 La sécurité d'approvisionnement est garantie sur les cinq prochaines d'années	11
Glossaire	12

Le Bilan Prévisionnel élaire, pour les cinq prochaines années, les besoins d'un système électrique en transition

Le présent document constitue le Bilan Prévisionnel de la Guadeloupe. Conformément à l'article L 141-9 du Code de l'Energie, il est établi par le gestionnaire de réseau public de distribution d'électricité du territoire dans les zones non interconnectées (ZNI*) au réseau métropolitain continental. Il a pour objet d'identifier les risques de déséquilibre entre la demande en électricité du territoire et l'offre disponible pour la satisfaire. Le Bilan Prévisionnel détermine notamment les besoins en puissance pilotable* permettant de garantir le respect du critère de défaillance*, fixé dans la Programmation Pluriannuelle de l'Energie* (PPE) de la Guadeloupe¹ à trois heures par an, en moyenne. Il repose sur les informations disponibles début 2023, dont les dernières estimations de l'INSEE.

Ce Bilan Prévisionnel est publié chaque année et couvre en alternance une période de cinq et quinze ans. L'édition 2023 met à jour sur la période 2023-2028 les analyses présentées dans la précédente édition qui couvrait la période 2022-2038.

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 PPE de la Guadeloupe.

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

Ce paragraphe fournit des éléments chiffrés sur l'état du système électrique guadeloupéen en 2022. Par ailleurs, au titre de ses obligations de gestionnaire de réseau de distribution d'électricité, EDF a créé en 2017 un portail *Open Data* EDF Guadeloupe (<https://opendata-guadeloupe.edf.fr/>). Les données disponibles se répartissent actuellement selon cinq thématiques, enrichies régulièrement.






Thématique	Contenu
<p>Système électrique et production</p> 	<p>Le mix énergétique par filière de production est publié en temps réel, selon la meilleure estimation basée sur les données disponibles. Des valeurs consolidées sont ensuite mises en ligne dans un délai d'un mois et les valeurs définitives sont publiées une fois par an.</p> <p>Sont également publiées les rubriques suivantes : émissions annuelles directes de CO₂ liées à la production d'électricité, file d'attente producteurs, déconnexion maximale des installations photovoltaïques et registre des installations de production et de stockage.</p>
<p>Infrastructures</p> 	<p>La cartographie des réseaux haute tension (HTB et HTA aériens) et des réseaux basse tension aériens (BT) est disponible, ainsi que les capacités d'accueil des réseaux et les données relatives aux lignes (longueur) et aux postes (nombre).</p>
<p>Consommation d'électricité</p> 	<p>Des données sont disponibles par secteur géographique et par secteur d'activité. En 2019, la granularité de ces données a pu être affinée, avec notamment un découpage infracommunal en cohérence avec celui de l'INSEE (maille IRIS¹) publié sur le site du ministère de la Transition écologique. Les effacements de consommation mensuels sont également publiés.</p>
<p>Efficacité énergétique</p> 	<p>Depuis 2018, sont publiées les actions de maîtrise de la demande en énergie effectuées auprès des particuliers et dont le gestionnaire de réseau a connaissance.</p>
<p>Mobilité électrique</p> 	<p>Le site met à disposition un signal afin d'informer des moments où la recharge des véhicules électriques aura le moins d'impact, du point de vue du système électrique et du point de vue environnemental.</p>

Tableau 1 : données disponibles sur le portail *Open Data* d'EDF, gestionnaire de réseau dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental

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

1.1 La demande d'électricité suit une tendance à la baisse sur la dernière décennie

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

Energie livrée au réseau	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Energie nette (GWh)	1726	1729	1734	1759	1791	1757	1704	1726	1689	1661	1637
Croissance (par rapport à l'année précédente)		0,2%	0,3%	1,4%	1,8%	-1,9%	-3,0%	1,3%	-2,1%	-1.6%	-1.5%

Puissance de pointe	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Puissance (MW)	254	250	254	262	261	263	247	258	255	244	246
Croissance (par rapport à l'année précédente)		-1,6%	1,6%	3,1%	-0,4%	0,8%	-6,1%	4,6%	-1,3%	-4.1%	0.9%

Tableau 2 : historique du niveau de demande

En 2022, l'énergie livrée au réseau s'est élevée à 1637 GWh (en baisse de 1.5% par rapport à 2021). La puissance de pointe maximale de l'énergie livrée au réseau (en moyenne sur une heure) a quant à elle atteint 246 MW, soit un niveau relativement stable par rapport à l'année précédente.

Par ailleurs, du fait d'un climat relativement constant, la consommation est peu saisonnalisée en Guadeloupe.

1.2 En 2022, la part des énergies renouvelables dans le mix guadeloupéen a atteint 35%

En 2022, la part des énergies renouvelables dans le mix électrique s'est élevée à 35 %. La figure ci-dessous présente la répartition des productions issues des différentes filières.

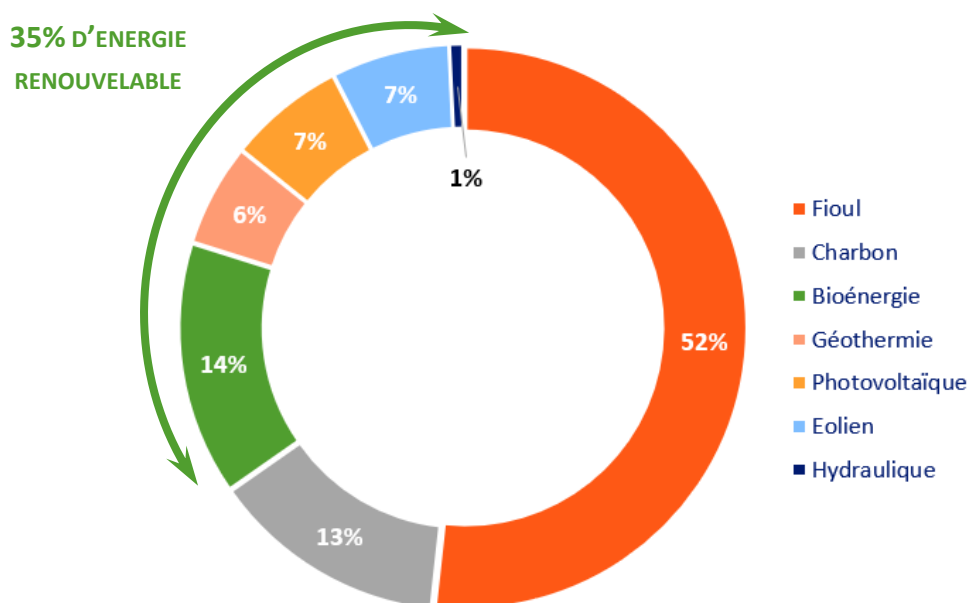


Figure 1 : mix électrique de l'année 2022

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

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

	Parc de production	MDE	Mobilité électrique	Population	Macro-économie
Azur	Parc connu et développement important des EnR	80 % du cadre de compensation* en 2023 puis poursuite ambitieuse des actions	Fin de vente des véhicules thermiques légers en 2040 et 40 % de recharge pilotée	Scénario INSEE haut/central	Scénario PIB/habitant haut
Emeraude	Parc connu et développement très conséquent des EnR	100 % du cadre de compensation en 2023 puis poursuite très ambitieuse des actions	Fin de vente des véhicules thermiques légers en 2035 et 80 % de recharge pilotée	Scénario INSEE bas	Scénario PIB/habitant bas

Tableau 3 : principales caractéristiques des deux scénarios étudiés dans le Bilan Prévisionnel

2.1 La consommation est en baisse sur l'horizon considéré

La construction des trajectoires de consommation repose sur plusieurs hypothèses explicitées dans l'édition précédente du Bilan Prévisionnel : la démographie, l'économie¹, le développement du véhicule électrique ou encore les variations saisonnières et journalières de températureⁱ, en tenant compte des dernières données historiques et des projections de l'INSEE les plus récentes.

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

Milliers d'habitants	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Azur	376	373	371	368	366	363
Emeraude	376	370	364	358	352	346

Tableau 4 : hypothèses d'évolution de la population

¹ Avec une reprise post-covid plus lente qu'anticipée dans le Bilan Prévisionnel 2022.

Le tableau ci-dessous précise quant à lui les valeurs de l'énergie et de la pointe moyenne considérées.

Azur	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Energie moyenne (GWh)	1603	1600	1588	1580	1572	1557
Pointe moy. sur 1h (MW)	239	239	237	236	235	233

Emeraude	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Energie moyenne (GWh)	1574	1527	1477	1426	1376	1326
Pointe moy. sur 1h (MW)	235	229	221	215	208	203

Tableau 5 : trajectoires de consommation¹

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

Partant du parc de production défini dans le précédent Bilan Prévisionnel, des actualisations ont été menées sur l'évolution des trajectoires de puissance.

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

Puissance (MW)		2023	2024	2025	2026	2027	2028
Azur	Thermique fossile	349	349	349	329	329	329
	Bioénergies et géothermie	52	52	52	62	62	62
	Energies renouvelables non synchrones*	164	193	202	233	264	300
	Autres EnR	11	11	11	15	15	20

Emeraude	Thermique fossile	349	349	349	272	272	61
	Bioénergies et géothermie	52	52	62	116	116	327
	Energies renouvelables non synchrones	213	230	271	291	332	374
	Autres EnR	15	15	15	15	25	35

Tableau 6 : puissances installées au 1^{er} janvier dans les scénarios Azur et Emeraude

Thermique fossile

La puissance des groupes diesel de la centrale EDF PEI de Pointe Jarry est stable à 211 MW sur tout l'horizon étudié. Dans le scénario Emeraude, ces groupes ont été considérés comme convertis et fonctionnant au bioliquide à partir de 2028.

Pour le scénario Emeraude, la tranche n°1 bagasse / charbon de la centrale Albioma Le Moule de 28 MW a été considérée comme fonctionnant uniquement à la bagasse (arrêt du charbon) à partir de 2026. Pour le scénario Emeraude, la tranche n°2 bagasse / charbon de la centrale Albioma Le Moule de 29 MW a été considérée comme convertie et fonctionnant à la biomasse solide / bagasse à partir de 2026. Dans le scénario Azur, aucune conversion à la biomasse n'est prise en compte d'ici 2028.

¹ Les volumes indiqués correspondent à une consommation (pertes incluses) sur 365 jours. Ainsi, pour les années bissextiles il convient de rajouter la consommation du 29 février.

Par ailleurs, pour rester prudent dans l'estimation de la défaillance, il est considéré dans les deux scénarios que le parc des TACs situé à Jarry diminue avec un potentiel déclassé de la TAC 3 de 20 MW après 2025. Pour autant, cette décision de déclassé par le producteur n'est pas actée à date.

Bioénergies et géothermie

La conversion de la tranche Albioma du Moule 2 est prise comme hypothèse dans le scénario Emeraude. En 2026, cette tranche aura été convertie à la biomasse solide pour une puissance de 26 MW.

Dans les deux scénarios, les capacités biogaz sont maintenues à un total de 4 MW. Concernant la géothermie, la mise en service de la tranche B1bis de 10 MW à la centrale de Bouillante est prévue en 2025 pour Emeraude et en 2026 pour Azur.

Energies renouvelables non synchrones

Les énergies renouvelables non synchrones connaissent une forte hausse liée au développement ambitieux de l'éolien et du photovoltaïque. Ces trajectoires incluent le développement d'installations PV avec et sans stockage ainsi que le déploiement d'installations en autoconsommation (modélisées comme du photovoltaïque simple). Il est ainsi fait l'hypothèse d'une multiplication au moins par deux des puissances installées en énergies non synchrones d'ici 2028 (soit entre 300 et 370 MW, contre 140 MW en 2022).

Autres énergies renouvelables

Outre les capacités d'énergies renouvelables citées précédemment, une relance ambitieuse de l'hydraulique au fil de l'eau et le développement des énergies marines permettrait d'atteindre une trentaine de MW dans le scénario Emeraude en 2028. Dans le scénario Azur, ces capacités atteindraient une vingtaine de MW en 2028.

3 La sécurité d’approvisionnement est garantie sur les cinq prochaines d’années

Les analyses présentées dans cette partie visent à quantifier le besoin en puissance pilotable pour le système électrique à un horizon de cinq ans. Elles ont été établies sur la base des hypothèses présentées dans les paragraphes précédentsⁱⁱ.

Les besoins du système en puissance pilotable complémentaire¹ sont présentés dans le tableau suivantⁱⁱⁱ.

	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Azur	0	0	0	0	0	0
Emeraude	0	0	0	0	0	0

Tableau 7 : besoin cumulé de puissance pilotable complémentaire, année par année (MW)

Compte tenu des hypothèses présentées précédemment, le critère de sécurité d’approvisionnement est respecté sur les cinq ans à venir. Cette absence de besoin reste toutefois conditionnée à l’absence de fortuit majeur sur le parc existant.

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.

Glossaire

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.

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).

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.

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.

¹ www.ecologique-solidaire.gouv.fr/securite-dapprovisionnement-en-electricite

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

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.

Poste électrique : local assurant la liaison entre deux réseaux dont les niveaux de tension sont différents. Il comprend des transformateurs, des équipements de surveillance, de protection et de télécommande, des équipements de comptage d'énergie, voire des systèmes automatiques de délestage pour contribuer à la sûreté* du système électrique. Les postes source relient le réseau haute tension niveau B (HTB, tension supérieure à 50 kV) et le réseau haute tension niveau A (HTA, tension inférieure à 50 kV), tandis que les postes de distribution publique relient le réseau HTA et le réseau basse tension (BT, tension inférieure à 1 kV).

Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) : fixée par décret, elle établit les priorités d'action des pouvoirs publics pour la gestion de l'ensemble des formes d'énergie.

Puissance 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.

Service de réserve rapide : capacité à pouvoir injecter très rapidement de la puissance en cas de déficit de production, afin de stabiliser la fréquence du système et de limiter les besoins de coupure des clients pour rétablir l'équilibre entre la consommation et la production.

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

Zone non interconnectée (ZNI) : les zones insulaires non interconnectées au réseau électrique métropolitain français, parfois appelées « 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 rapide* et suivi du niveau d'inertie) ou aux caractéristiques physiques des actifs de production (démarrages et durées minimales de marche ou d'arrêt). Ces évolutions conduisent à une amélioration des plans de production horaires tout en conservant la qualité des résultats en termes de sécurité d'approvisionnement. La maximisation de l'utilisation des EnR intermittentes dans le mix est recherchée, dans le respect des contraintes liées à la sûreté du système. Ainsi, comme le prévoit la réglementation, d'éventuels écrêtements des EnR intermittentes sont appliqués lorsque la sûreté du système est en risque.

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

L'outil conserve une approche stochastique en simulant un nombre important de scénarios, ce qui est indispensable pour capter les événements rares que sont les périodes de défaillance du système.

ⁱⁱⁱ A noter que dans le cadre des études répondant aux objectifs du Bilan Prévisionnel, le modèle fonctionne sur la base d'un réseau « parfait » ou « plaque de cuivre », qui ne prend pas en compte les contraintes locales : cette étude n'aborde donc pas la question de la spatialisation des moyens à mettre en œuvre.