



BILAN PRÉVISIONNEL

de l'équilibre offre-demande d'électricité
en Guyane du littoral

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	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 central	Scénario PIB/habitant bas

Principales caractéristiques des deux scénarios étudiés dans le Bilan Prévisionnel

Dans les deux scénarios, la consommation d'énergie est en hausse sur tout l'horizon considéré. Conformément aux cibles visées dans la PPE en vigueur, les capacités des énergies renouvelables fatales augmentent de manière marquée dans les deux scénarios et la filière de la biomasse solide connaît un développement significatif. Par ailleurs, les moteurs diesel, les TAC de Dégrad des Cannes et de Kourou ainsi que les groupes électrogènes sont considérés comme déclassés lors de la mise en service de la centrale de Larivot (conformément à la PPE révisée en 2021). Les groupes diesel de l'Ouest auront alors été remplacés par des projets à énergie renouvelable « garantie » pour sécuriser l'agglomération de St-Laurent.

A l'horizon 2028, le mix électrique de la Guyane du littoral serait ainsi 100% renouvelable.

Compte tenu des hypothèses présentées précédemment, et sous réserve de la concrétisation aux échéances considérées de projets de biomasse solide et des projets concourant à la sécurisation de l'Ouest, le critère de sécurité d'approvisionnement est respecté sur les cinq ans à venir.

¹ L'analyse du dimensionnement du parc de la Guyane du littoral 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 part des énergies renouvelables s'élève à 73 % en 2022, en raison d'une année hydraulique favorable.....	6
1.1 La demande suit une tendance d'évolution à la hausse.....	7
1.2 L'année 2022 a été marquée par une forte production hydraulique.....	8
2 Le Bilan Prévisionnel s'appuie sur deux scénarios prospectifs, Azur et Emeraude, afin d'explorer des futurs possibles	9
2.1 La consommation est en hausse sur l'horizon considéré	9
2.2 La puissance du parc installé est marquée par une croissance soutenue des énergies renouvelables.....	10
3 La sécurité d'approvisionnement de la Guyane du littoral est garantie sur l'horizon du Bilan Prévisionnel	12
Glossaire	13

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 Guyane du littoral. 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 Guyane² à trois heures par an, en moyenne. Il repose sur les informations disponibles début 2023, dont les dernières estimations de l'INSEE. Il intègre également en hypothèses d'entrée les éléments issus du décret n°2017 457 du 30 mars 2017 relatif à la PPE de Guyane tel que modifié par le décret n° 2021-1126 du 27 août 2021 (révision simplifiée), après la décision de la ministre de la Transition énergétique et de la Collectivité Territoriale de Guyane.

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.

² Décret n° 2017-530 du 12 avril 2017 relatif à la Programmation pluriannuelle de l'énergie de la Guyane.

1 La part des énergies renouvelables s'élève à 73 % en 2022, en raison d'une année hydraulique favorable

Ce paragraphe fournit des éléments chiffrés sur l'état du système électrique guyanais 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 Guyane (<https://opendata-guyane.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 IRIS³) 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

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

1.1 La demande suit une tendance d'évolution à la hausse

Les tableaux ci-dessous présentent l'évolution de l'énergie électrique livrée au réseau et de la puissance de pointe, sur un historique de neuf années.

Energie livrée au réseau	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Energie nette (GWh)	863	882	910	923	910	927	932	949	927
Croissance (par rapport à l'année précédente)		2,2%	3,2%	1,4%	-1,4%	1,9%	0,5%	1,8%	-2,3%

Puissance de pointe	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Puissance (MW)	128	133	135	145	146	151	148	146	145
Croissance (par rapport à l'année précédente)		3,9%	1,5%	7,4%	0,7%	3,4%	2,0%	-1,4%	-0,4%

Tableau 2 : historique du niveau de demande

En 2022, l'énergie nette livrée au réseau était de 927 GWh. La demande suit une tendance d'évolution à la hausse, avec une augmentation de 7% de l'énergie livrée en 8 ans.

La puissance de pointe maximale (en moyenne sur une heure) a quant à elle atteint 145 MW au cours d'une journée du mois de septembre 2022, soit un niveau de pointe relativement constant sur les toutes dernières années. On note toutefois une augmentation de 14% de la puissance de pointe en 8 ans.

Par ailleurs, la demande d'électricité en Guyane varie en fonction des saisons. La saison des pluies correspond à la période où la consommation est la plus faible, tandis que la saison sèche (de septembre à novembre) voit la consommation augmenter.

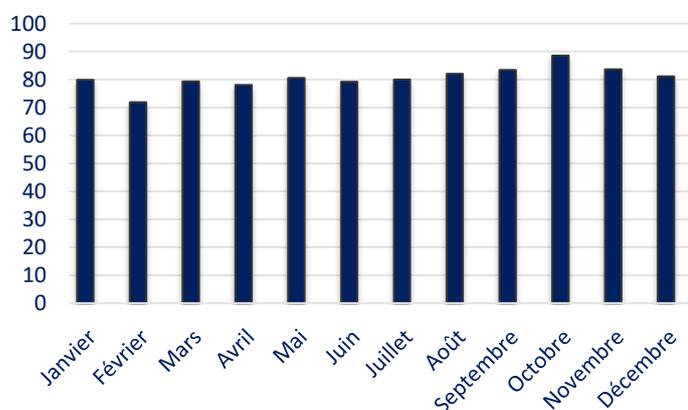


Figure 1 : structure annuelle de la demande en 2021 (en GWh)

1.2 L'année 2022 a été marquée par une forte production hydraulique

En 2022, la part des énergies renouvelables dans le mix s'est élevée à 73 %. Cette valeur s'explique notamment par la forte production hydraulique qui s'est élevée à 590 GWh en 2022.

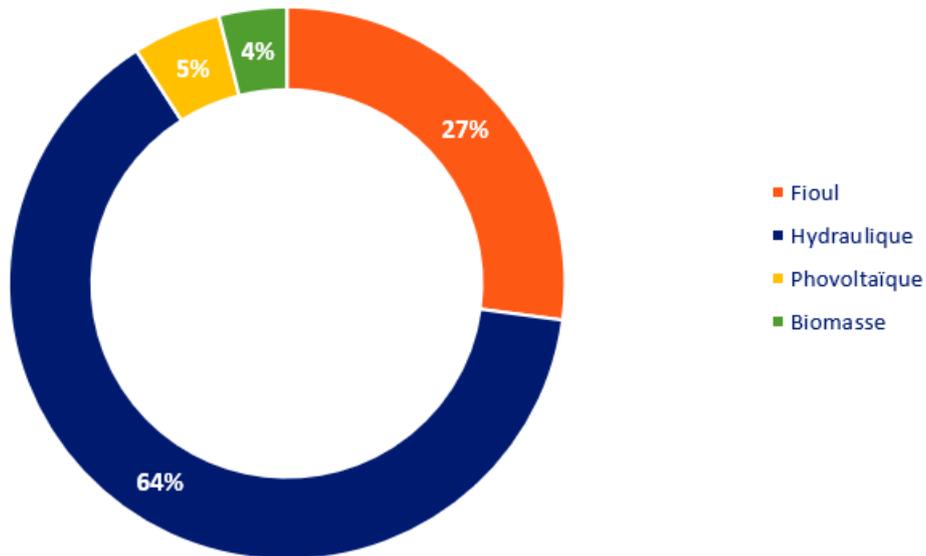


Figure 2 : mix électrique de l'année 2022

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	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 central	Scénario PIB/habitant bas

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

2.1 La consommation est en hausse 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'économie⁴, 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 pour Azur et scénario médian pour Emeraude. Comme l'illustre le tableau ci-dessous, la population de la Guyane du littoral est en hausse dans les deux scénarios.

Milliers d'habitants	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Azur	265	270	275	280	285	290
Emeraude	265	269	274	278	283	287

Tableau 4 : hypothèses d'évolution de la population sur le littoral

⁴ Avec une reprise post-covid plus lente qu'anticipée dans le Bilan Prévisionnel 2022.

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

Azur	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Energie moyenne (GWh)	957	973	999	1014	1032	1052
Pointe moy. sur 1h (MW)	151	154	158	160	163	167
Emeraude	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Energie moyenne (GWh)	944	945	954	957	961	967
Pointe moy. sur 1h (MW)	150	150	151	152	153	154

Tableau 5 : trajectoires de consommation⁵

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	165	165	165	165	0	0
	Hydraulique	108	108	108	108	108	112
	Biomasse solide	12	12	23	23	31	31
	Biomasse liquide	0	0	0	0	111	111
	Biogaz	1	1	1	1	1	1
	EnR non synchrones*	61	74	90	101	109	115
	20 MW de l'Ouest	0	0	0	0	20	20
	20 MW de l'Est	0	0	0	0	0	20
	Stockage ⁶	5	5	5	5	5	5

Emeraude	Thermique fossile	165	165	165	165	0	0
	Hydraulique	108	108	108	108	108	112
	Biomasse solide	12	12	23	23	31	31
	Biomasse liquide	0	0	0	0	111	111
	Biogaz	1	1	1	1	1	1
	EnR non synchrones	61	74	90	101	112	124
	20 MW de l'Ouest	0	0	0	0	20	20
	20 MW de l'Est	0	0	0	0	0	20
	Stockage ⁷	5	5	5	5	5	5

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

⁵ 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.

⁶ Il s'agit de capacité en injection.

⁷ Idem.

Thermique fossile

Concernant les moyens de production thermique fossile installés sur le territoire en 2022, les Turbines A Combustion (TAC) et les centrales diesel de Dégrad des Cannes ainsi que les groupes électrogènes de Dégrad des Cannes sont considérés comme pleinement déclassés à la date à laquelle une centrale de 111 MW fonctionnant au bioliquide entrera en service sur le site du Larivot.

Les TAC de Kourou sont pour leur part considérées comme déclassées au 01/01/2027.

Par ailleurs, les groupes électrogènes de Saint-Laurent-du-Maroni seront progressivement remplacés par des moyens de production EnR à puissance garantie avec un volume de 20 MW (fixé par la PPE). L'arrêt définitif des groupes électrogènes, prévu en 2026, est conditionné à la mise en service de ces nouveaux moyens de production raccordés au poste source de Saint-Laurent-du-Maroni.

Hydraulique

Les capacités hydrauliques sont constituées des centrales existantes de Petit-Saut (108 MW) et de Saut-Maman-Valentin (4,5 MW).

Biomasse liquide

Les deux scénarios intègrent l'hypothèse d'une mise en service d'une centrale de 111 MW sur le site du Larivot effective au 01/01/2027.

Biomasse solide et biogaz

Sur l'horizon de ce Bilan Prévisionnel, les deux scénarios considèrent un développement de 26 MW d'installations biomasse solide entre 2023 et 2028, en complément des centrales actuelles. Par ailleurs, l'unité de valorisation des déchets de la décharge des Maringouins de 1,3 MW est considérée en service à partir de 2024 dans les deux scénarios.

Energies renouvelables non synchrones

Les énergies renouvelables non synchrones connaissent une forte hausse liée au développement du PV tout au long de l'horizon. 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).

En 2028, les capacités solaires (avec ou sans stockage, mais non garanties) atteignent ainsi 124 MW dans le scénario Emeraude et 115 MW dans le scénario Azur.

Autres énergies renouvelables

Outre les capacités d'énergies renouvelables citées précédemment, il est considéré le développement de 40 MW de puissance garantie et pilotable tel que dicté par le décret n° 2021-1126 du 27 août 2021 (révision simplifiée de la PPE) et intégrant les 20 MW de puissance garantie raccordée au poste de Margot visant à sécuriser la consommation alimentée par ce dernier.

Stockage

Le projet de stockage à vocation d'arbitrage de Voltalia localisé à Mana est pris en compte.

3 La sécurité d’approvisionnement de la Guyane du littoral est garantie sur l’horizon du Bilan Prévisionnel

Les analyses présentées dans cette partie visent à quantifier le besoin en puissance pilotable pour le système 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 complémentaire⁸ 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)

Jusqu’en 2026, les besoins sont couverts par la puissance pilotable actuellement installée. La mise en service de la centrale du Larivot en 2027 ainsi que le développement de la filière biomasse solide permettent de compenser les déclassements progressifs des installations thermiques situées sur les sites de Dégrad des Cannes et de Kourou. Quant aux groupes électrogènes de secours actuellement raccordés au poste source de Margot et alimentant l’agglomération de Saint-Laurent-du-Maroni, ils seront définitivement arrêtés à l’horizon 2026, avec l’installation de 20 MW de moyens de production EnR garantie pour les besoins de sécurisation de la zone.

Les efforts importants de maîtrise de la demande en énergie associés à des développements ambitieux de la biomasse et du PV permettront d’accroître la part des énergies renouvelables dans le mix électrique. Dès la mise en service de la centrale du Larivot, qui fonctionnera à la biomasse liquide, le mix électrique de la Guyane du littoral sera à 100% basé sur des énergies renouvelables.

⁸ Pour caractériser le besoin de puissance permettant de respecter le critère de sécurité d’alimentation, le choix a été effectué 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 Solidaire⁹] : 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.

⁹ 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.